

“PROPUESTA DE MEJORAMIENTO PARA LAS FACILIDADES DE  
TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN Y DISPOSICIÓN POR SISTEMA  
DE INYECCIÓN PARA EL CAMPO CABIONA”.

LUIS ALONSO RUIZ GIRON

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2015

PROPUESTA DE MEJORAMIENTO PARA LAS FACILIDADES DE  
TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN Y DISPOSICIÓN POR SISTEMA  
DE INYECCIÓN PARA EL CAMPO CABIONA”.

LUIS ALONSO RUIZ GIRON

Trabajo de grado bajo modalidad de monografía, presentado como requisito para  
optar por título de Especialista en producción de hidrocarburos

DIRECTOR

JORGE ENRIQUE FORERO SANABRIA  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2015

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo primeramente a Dios por darme la vida y la sabiduría, para poder cumplir mi anhelo de superación.

A mi hijo Christian Alonso Ruiz Vergara Q.E.P.D, quien continúa siendo el motor de mi vida, a quien siempre inculqué que la superación personal e intelectual es el mejor estilo de vida que puede tener el ser humano.

A mis padres, a mi esposa, a mi nietecito, a mi nuera, que con la ayuda de Dios me dieron su apoyo incondicional para culminar con éxito esta etapa más en mi vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por permitirme superarme, por darme la salud para poder seguir haciendo realidad todos mis anhelos.

A la universidad Industrial de Santander y su escuela de Ingeniería de petróleos porque me permitió ser parte de su programa para brindarme su invaluable formación profesional.

A mi coordinador de monografía el ingeniero Jorge Enrique Forero Sanabria quien con su paciencia y conocimientos me ha sabido guiar en el transcurso del presente trabajo investigativo.

A mis compañeros y amigos, ingenieros Samir Pachón y Jonatan Guerrero que con su incondicional apoyo siempre me animaron para seguir adelante...Gracias por su amistad.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	21
1. GENERALIDADES CAMPO CABIONA .....	22
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	22
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	22
1.3 GEOLOGÍA.....	22
1.4 HIDROGEOLOGÍA .....	23
2. MARCO TEÓRICO .....	24
2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO.....	24
2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	26
2.3 JUSTIFICACIÓN.....	27
2.4 ALCANCE .....	28
3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO CABIONA.....	30
4. DESCRIPCIÓN PROCESO DE TRATAMIENTO ARI CAMPO CABIONA .....	35
5. MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN .....	42
5.1 EFLUENTES.....	42
5.2 CLARIFICACIÓN DE EFLUENTES .....	42
5.3 MÉTODOS USADOS EN LA CLARIFICACIÓN DE EFLUENTES.....	42
5.3.2 Métodos mecánicos.....	43
5.4 ETAPAS DE TRATAMIENTO PARA AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	43
5.4.1 Tratamiento primario. ....	43

5.4.2 Tratamiento secundario. ....	43
5.4.3 Tratamiento terciario. ....	43
6. CARACTERÍSTICAS FISICO-QUÍMICAS DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	44
6.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS .....	45
6.1.1 Contenido de Sólidos Disueltos, Suspendidos.....	45
6.1.2 Temperatura. ....	45
6.1.2.1 Problemas asociados a la temperatura.....	45
6.1.3 Material flotante. ....	46
6.1.4 Grasas y aceite libre emulsionado y disuelto.....	46
6.1.4.1 Problemas asociados.....	46
6.1.5 Problemas ocasionados por los sólidos suspendidos y el aceite en agua. ...	47
6.2 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS.....	48
6.2.1 Cationes:.....	49
6.2.2 Aniones.....	50
6.2.3 Otras propiedades .....	51
7. EQUIPOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN .....	53
7.1 EQUIPOS DE TRATAMIENTO PRIMARIO .....	53
7.1.1 Tanque desnatador Skim Tank.....	54
7.1.2 Separadores API.....	55
7.1.3 Separador de placas paralelas (PPI). ....	56
7.1.4 Separador de placas corrugadas (CPI).....	57
7.1.5 Separador de flujo transversal (CFD). ....	60
7.2 EQUIPOS DE TRATAMIENTO SEPARACIÓN SECUNDARIA .....	60
7.2.1 Separador de flotación por gas inducido (IGF). ....	60

7.2.2 Separador de flotación por gas disuelto (DGF).....	61
7.2.2.1 IGF Mecánicos.....	62
7.2.2.2 IGF Hidráulicos.....	62
7.2.3 Separador de flotación por aire disuelto (DAF).....	64
7.2.4 Hidrociclones.....	65
7.3 PISCINAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS.....	66
7.3.1 Piscina aeróbicas:.....	66
7.3.2 Piscinas anaeróbicas:.....	66
7.3.3 Piscinas facultativas:.....	66
7.3.4 Piscinas de sedimentación.....	67
7.3.5 Piscinas de oxidación.....	68
7.4 EQUIPOS DE TRATAMIENTO SEPARACIÓN TERCARIA.....	68
7.4.1 Filtros de tierra diatomea:.....	69
7.4.2 Filtros de cartucho:.....	69
7.4.3 Filtros de cáscara de nuez:.....	70
7.4.4 Filtros multi -lecho (MMF):.....	70
7.4.5 Filtro pulidor (granate/antracita):.....	70
7.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	72
7.5.1 Separador centrífugo.....	72
7.5.2 Flotación de partículas absorbentes, FPA.....	73
7.5.3 Flotación de agregados coloidales, FAC.....	73
7.5.4 Cilindro aireado o cámara de burbujas ("Bubble Chamber").....	73
7.5.5 Proceso CAF - Cavitation Air Flotation.....	74
7.5.6 Flotación JET- Jameson Modificada.....	74
7.5.7 Celda FF: Floculación – Flotación.....	75
7.5.8 Flotación columnar.....	77
7.5.9 Celda multiburbujas.....	78
8. MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	79
8.1 OPERACIONES COSTA AFUERA (Offshore).....	79
8.2 OPERACIONES EN TIERRA.....	79

8.3 FORMAS DE REUTILIZACIÓN DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO .....	80
9. REINYECCIÓN EN POZOS.....	82
9.1 TIPOS DE INYECCIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN .....	82
9.1.1 Inyección periférica o externa: .....	82
9.1.1.1 Inyección por el espacio anular del pozo. ....	83
9.1.1.2 Reinyección de las aguas producidas.....	83
9.1.2 Inyección en arreglos o dispersa. ....	83
9.1.2.1 Recuperación secundaria. ....	83
10. NORMATIVIDAD VIGENTE SOBRE VERTIMIENTOS .....	86
11. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN CAMPO CABIONA .....	89
12. DESARROLLO DE LAS PROPUESTAS PARA EL CAMPO CABIONA .....	94
12.1 PROPUESTA 1: MEJORAMIENTO Y CAMBIO DE EQUIPOS .....	94
12.1.1 Análisis de la solución.....	102
12.1.2 Factibilidad operacional .....	102
12.2 PROPUESTA 2: IMPLEMENTACIÓN DE UNA UNIDAD DAF Y DISPOSICIÓN A POZO DISPOSAL.....	104
12.2.1 Implementación de una unidad de flotación por aire disuelto DAF .....	104
12.2.1.1 Breve reseña de la solución.....	104
12.2.1.2 Pruebas realizadas por el oferente Tecca.....	105
12.2.1.3 Pruebas de campo, análisis de cargas y aire.....	110
12.2.2 Propuesta 2: disposición en pozo disposal Cabiona 8 A .....	113
12.2.2.1 Breve reseña pozo Cabiona 8 A .....	114
12.2.2.2 Ventajas: .....	114
12.2.2.3 Desventajas. ....	115

13. RECOMENDACIONES.....	116
14. CONCLUSIONES .....	119
BIBLIOGRAFÍA.....	121

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Layout Campo Cabiona Año 2008, equipos básicos, etapa de inicio del campo. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 2. Layout, facilidades Campo Cabiona Año 2012, nuevos equipos para óptima deshidratación del crudo .....	32
Figura 3. Gun Barrel 3 y 4, se realiza un primer lavado del crudo, luego pasa a los Gunbarrel 1 y 2 (opción de dirigir el fluido en serie o paralelo) .....	33
Figura 4. Facilidad con 4 tanques horizontales de almacenamiento de crudo, y 2 tanques verticales para fiscalización y despacho. ....	33
Figura 5. Equipos básicos primarios para el tratamiento de aguas, Campo Cabiona .....	37
Figura 6. Área de recuperación de crudo, tanque sumidero y punto de inyección de químicos, Campo Cabiona.....	37
Figura 7. Tratamiento de deshidratación de flocs en geocontenedores año 2010 Campo Cabiona .....	38
Figura 8. Fractanks habilitados para el tratamiento ARI, Campo Cabiona .....	38
Figura 9. Tanques australianos para enfriamiento del agua de producción Campo Cabiona .....	39
Figura 10. Piscinas de enfriamiento Campo Cabiona .....	39
Figura 11. Contaminación, trazas de aceite, piscinas de enfriamiento Campo Cabiona .....	40
Figura 12. Contaminación de lodos y aceite a causa del deficiente tratamiento de las aguas de producción Campo Cabiona .....	40
Figura 13. Área zona de aspersion 2.3 hectáreas, sectorizada en 4 secciones, Campo Cabiona .....	41

Figura 14. Contaminación por sólidos, zona de aspersion, Campo Cabiona.....	41
Figura 15. Tecnologías para el tratamiento de efluentes y su tamaño de gota.....	53
Figura 16. Vista interior de un tanque desnatador o skim tank .....	54
Figura 17. Separador API .....	55
Figura 18. Secciones de una caja API o separador API .....	56
Figura 19. Separador API de placas inclinadas y de placas paralelas PPI.....	56
Figura 20. Separador de placas corrugadas (CPI).....	57
Figura 21. Vista interna .Separador vertical CPI .....	58
Figura 22. Separador de flujo transversal (CFD) .....	59
Figura 23. Separador de flotación por gas inducido (IGF) .....	60
Figura 24. Esquema interno de un separador de flotación por gas inducido (IGF)	60
Figura 25. Separador de flotación por gas disuelto (DGF).....	61
Figura 26. Esquema interno de un separador vertical de flotación por gas disuelto (DGF).....	61
Figura 27. Esquema interno de un separador vertical de flotación por gas inducido (IGF) .....	62
Figura 28. Esquema de unidad de flotación hidráulico por gas inducido (IGF) .....	63
Figura 29. Componentes de un sistema de flotación por aire disuelto, (FAD) .....	64
Figura 30. Esquema externo, Unidad de flotación por aire disuelto (DAF) .....	64

Figura 31. Esquema interno de un hidrociclón.....	65
Figura 32. Separador tipo Hidrociclón.....	65
Figura 33. Esquema de un filtro con lecho filtrante .....	68
Figura 34. Filtro de tierra diatomea .....	69
Figura 35. Filtro horizontal de cartuchos.....	69
Figura 36. Filtros de cáscara de nuez marca Hidromation.....	70
Figura 37. Filtro multilecho MMF.....	71
Figura 38. Filtro dual (Granate y antracita) .....	71
Figura 39. Celda de flotación centrífuga LTM .....	72
Figura 40. Cilindro aireado o cámara de burbujas (Bubble Chamber), BC .....	73
Figura 41. Proceso CAF-Cavitation Air Flotation .....	74
Figura 42. Sistema (FF), Floculación-Flotación .....	75
Figura 43. (a) Celda de flotación Jet convencional (CFJC), y (b) Celda modificada (CFJM).....	76
Figura 44. Columna de flotación LTM- UFRGS .....	77
Figura 45. Celda Multiburbujas con mezcla de burbujas medianas y microburbujas .....	78
Figura 46. Sistema típico de reinyección a pozo disposal .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Figura 47. Estructura de un pozo disposal.....	84
Figura 48. Faciidades y equipos de reinyección en un pozo disposal.....	84
Figura 49. Unidad horizontal de bombeo UBH, utilizada para inyección de aguas en pozo disposal .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 50. Deterioro de los catch tank de tratamiento ARI, Campo Cabiona.....	97
Figura 51. Continuas reparaciones a catch tank, Campo Cabiona .....	97
Figura 52. Contaminación de piscinas de enfriamiento con lodos y aceite, Campo Cabiona .....	98
Figura 53. Contaminación del suelo en zona de aspersion, Campo Cabiona.....	98
Figura 54. Vegetación en zona de aspersion contaminada, Campo Cabiona .....	99
Figura 55. Panorámica de nuevas facilidades para el Campo Cabiona, Propuesta 1 .....	99
Figura 56. Catch tank 1, con platinas deflectoras para facilitar remoción del aceite de la corriente del efluente, Propuesta 1 Campo Cabiona.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 57. Catch tank 2-3-4, para la floculación y remoción de floccs, Propuesta 1, Campo Cabiona.....	100
Figura 58. Catch tank 5, y fractanks para recibir la corriente de agua ya tratada y dar residencia y enfriamiento, Propuesta 1 Campo Cabiona ...	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 59. Catch tank 6 para el control final de sólidos, Propuesta 1, Campo Cabiona .....	101
Figura 60. Esquema propuesto para instalar flautas de aspersion para el enfriamiento del agua de producción, Propuesta1, Campo Cabiona .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Figura 61. Gráfica comportamiento sólidos en ARI, Pruebas, Campo Cabiona .	107
Figura 62. Gráfica comportamiento de la turbidez en ARI, Pruebas Campo Cabiona .....	107
Figura 63. Comportamiento del color en ARI, Pruebas Campo Cabiona.....	107
Figura 64. Comportamiento del hierro en ARI, Pruebas, Campo Cabiona .....	108
Figura 65. Muestra de ARI sin tratar y tratada, Muestras tomadas en la salida de los skim tank, Pruebas Campo Cabiona .....	109
Figura 66. Comportamiento de los flocs en muestras tomadas en los tanques después del proceso actual de tratamiento ARI, Pruebas Campo Cabiona .....	109
Figura 67. Esquema cerrado de procesamiento propuesto para implementar reinyección en pozo disposal Cabiona 8A .....	117
Figura 68. Estado mecánico pozo Cabiona 8 A .....	118

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Equipos utilizados en el tratamiento de crudo y agua Campo Cabiona Año 2014.....	34
Tabla 2. Componentes medidos en laboratorio .....	44
Tabla 3. Condiciones mínimas de los parámetros fisicoquímicos para vertimiento en el sector de hidrocarburos.....	87
Tabla 4. Otros parámetros fisicoquímicos para vertimiento en el sector de hidrocarburos .....	88
Tabla 5. Productos químicos y su dosificación, Tratamiento de crudo, Campo Cabiona .....	90
Tabla 6. Productos químicos y su dosificación, Tratamiento de agua, Campo Cabiona .....	91
Tabla 7. Parámetros físicos y químicos tomados en aguas de producción, vertimiento final hacia la zona de aspersión. Campo Cabiona .....	91
Tabla 8. Parámetros físicos y químicos tomados en aguas de producción, Campo Cabiona .....	92
Tabla 9. Datos en cabeza de pozo, Campo Cabiona.....	93
Tabla 10. Comparación de los equipos actuales y los propuestos, Campo Cabiona .....	103
Tabla 11. Productos utilizados en prueba Campo Cabiona .....	106

Tabla 12. Resultados de muestras de aguas ARI, Campo Cabiona ..... 106

Tabla 13. Consumo de aire requerido por los equipos de una unidad DAF,  
Pruebas Campo Cabiona..... 110

Tabla 14. Total consumo de cargas requerido por los equipos que conforman la  
unidad DAF, Pruebas, Campo Cabiona ..... 112

## RESUMEN

**TÍTULO:** PROPUESTA DE MEJORAMIENTO PARA LAS FACILIDADES DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN Y DISPOSICIÓN POR SISTEMA DE INYECCIÓN PARA EL CAMPO CABIONA<sup>1</sup>

**AUTOR:** LUIS ALONSO RUIZ GIRON<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN. REINYECCIÓN EN POZO DISPOSAL. TRATAMIENTO DE EFLUENTES. UNIDAD DAF

### DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de investigación tuvo como principal objetivo realizar una propuesta de mejora en los equipos del proceso de tratamiento del agua de producción, implementación de un separador de flotación por aire disuelto DAF por sus siglas en inglés, y el método de disposición final, en un pozo disposal para el campo Cabiona, para resolver el problema de capacidad y método de vertimiento del efluente, garantizando con eficiencia y en condiciones fisicoquímicas el tratamiento de nuevos volúmenes de agua de producción, según las normas de vertimiento y disposición, de bajo costo, amigable con el medio ambiente y el entorno social.

La investigación es de tipo descriptiva - documental, de carácter monográfico basada en experiencias propias vividas en campo Cabiona, lo cual permitió compilar información precisa sobre la problemática del campo. La revisión, análisis y propuestas enmarcadas en este trabajo, se fundamentan en la implementación de una unidad separador de flotación por aire disuelto DAF, para el tratamiento del efluente, y como método de disposición, la reinyección en el pozo Cabiona 8 A.

Esta investigación ha arrojado como resultados una revisión y análisis de procedimientos y métodos que permiten proponer equipos de avanzada para el tratamiento de aguas de producción acorde a las especificaciones del crudo y agua asociada en determinado campo, lo cual constituye un aporte de investigación documental para la orientación a los ingenieros y personal de campo comprometidos con el cuidado del medio ambiente. Las propuestas planteadas, entrarán a estudio por parte de la compañía para ver la viabilidad y enmarcar las limitantes de este proyecto.

---

<sup>1</sup> Monografía en Especialización de Hidrocarburos.

<sup>2</sup> Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Ing. Jorge Enrique Forero Sanabria.

## ABSTRACT

**TÍTULO:** IMPROVEMENT PROPOSAL FOR CABIONA OIL FIELD. PRODUCE WATER TREATMENT AND REINJECTION DISPOSAL FACILITIES<sup>3</sup>

**AUTHOR:** LUIS ALONSO RUIZ GIRON<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** TREATMENT OF PRODUCED WATER. REINJECTION WELL DISPOSAL. TREATMENT OF EFFLUENTS. DAF UNIT

### DESCRIPTION:

The present research main objective is to realize an improvement proposal in the production water treatment equipment, implementation of a separator of for air dissolved (DAF), for its acronym in english, and method of disposal, in a disposal well for the Cabiona field, to solve the problem of capacity and method of dumping of effluent, ensuring efficiency and physicochemical conditions of new volumes of produced water treatment, according to the rules of dumping and disposal, low cost, friendly to the environment and the social environment.

The research is descriptive - documentary, monographic based on own experiences in Cabiona field, allowing you to compile information needed on the issue of the field. The review, analysis and proposals contained in this paper are based on the implementation of unit of dissolved air flotation, (DAF) for the treatment of the effluent, and as a method of disposal, the reinjection in the well Cabiona 8 A.

This research has yielded results as a review and analysis of procedures and methods that allow to propose advanced equipment for the treatment of produced water according to the specifications of oil and associated in certain field water, which constitutes a contribution of documentary research for the guidance to field staff and engineers committed to the care of the environment. To study the company raised proposals, enter to see viability and frame the constraints of this project.

---

<sup>3</sup> Monograph

<sup>4</sup> Faculty of physico-chemical engineering. School of petroleum engineering. Director: Eng. Jorge Enrique Forero Sanabria

## INTRODUCCIÓN

El procesamiento del petróleo produce aguas residuales asociadas que contienen hidrocarburos. Para procesar estas aguas, se deben separar sus componentes principales: agua, aceite, y sólidos. Un tratamiento eficaz de este efluente primeramente significa recuperar la mayor cantidad de aceite y en segundo lugar desechar los componentes restantes orgánicos del petróleo de manera económica y dentro de la normatividad ambiental establecida. Para lograr la separación de estos fluidos, se utilizan generalmente equipos de separación gravitacional, pero no es suficiente para lograr que el efluente cumpla con los parámetros físico-químicos para su vertimiento.

Este trabajo de investigación presenta una breve identificación del problema del campo Cabiona el cual es un campo maduro con un alto corte de agua en su producción. Las facilidades para el proceso están sobrecargadas. El agua asociada es inmanejable debido a la limitación en el proceso de tratamiento por la limitada capacidad de los equipos, lo cual afecta la eficacia del proceso y afecta los costos y la rentabilidad del campo.

El trabajo en una primera parte resume las generalidades y antecedentes de la problemática del campo, también se presenta una descripción de las facilidades de producción y del proceso de tratamiento del agua del campo.

En una segunda parte del trabajo se describe las nuevas tecnologías, equipos y métodos de disposición para un eficaz tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo así como también las características físico-químicas y normatividad sobre vertimientos.

En la tercera parte del trabajo se presenta el desarrollo de las propuestas para el mejoramiento del tratamiento en campo Cabiona: propuesta 1: mejoramiento y cambio de equipos, y la propuesta 2: implementación de una unidad de flotación por aire disuelto y disposición en pozo disposal Cabiona 8 A.

El objetivo del presente trabajo se realizó por el interés de exponer los diferentes aspectos que deben tomarse en consideración para la optimización del proceso y poder implementar facilidades y tecnologías acorde a los volúmenes y calidad del agua a disponer de acuerdo a la legislación ambiental y al plan de desarrollo del bloque Cabiona.

## **1. GENERALIDADES CAMPO CABIONA**

### **1.1 RESEÑA HISTÓRICA**

El Campo Cabiona es un campo que actualmente es operado por la compañía New Granada Energy Corporation (NGEC) especializada en la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos dentro del territorio colombiano filial de la estatal Sinopec Group de China.

Los contratos de asociación para los cuatro bloques Cabiona, Dorotea, Leona y Garzas Doradas inicialmente fueron explorados y explotados por la multinacional estadounidense Hupecol Operating Co LLC y posteriormente vendidos a esta organización en Noviembre de 2010.

El proyecto Área de Desarrollo Cabiona cuenta con autorización a través de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), para la exploración y el desarrollo de 18 pozos. Cabiona cuenta actualmente con 4 pozos en producción, 6 pozos abandonados los cuales fueron cerrados por alto corte de agua, 8 pozos no terminados y abandonados en la fase de perforación.

### **1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

Campo Cabiona está ubicado en el departamento del Meta jurisdicción de Puerto Gaitán a 80 km de esta población hacia la vía que de Puerto Gaitán comunica con el departamento del Vichada. Las unidades territoriales que hacen parte del área de influencia directa son: vereda Carimagua, vereda Matarratón, e inspección del Porvenir en un área de 16942,2 hectáreas bajo la jurisdicción de Cormacarena.

### **1.3 GEOLOGÍA**

En el área de influencia del área de desarrollo Cabiona afloran unidades de rocas terciarias que han formado suelos residuales de considerable espesor, cubiertos

por capas variables de depósitos aluviales y eólicos constituidos por una sucesión de niveles de arcillas arenosas<sup>5</sup>

#### **1.4 HIDROGEOLOGÍA<sup>6</sup>**

La unidad hidrogeológica que presenta el área de desarrollo Cabiona, está conformada por sedimentos y rocas con flujo esencialmente intergranular y tres tipos de sistema acuífero:

El primer acuífero compuesto por depósitos cuaternarios de los ríos Meta, Tomo y Muco con espesores que varían entre 0 a 5 metros, estos acuíferos son de extensión local y discontinuos multicapa de baja productividad, con flujo intergranular, asociados a sedimentos granulares conformado por arenas, grava y arcillas localmente saturadas.

El segundo acuífero denominado acuífero somero Guayabo (Asg) compuesto por la formación Guayabo perteneciente a los terciarios, que se encuentra a una profundidad aproximada entre 5 a 90 metros, es un sistema acuífero multicapa de extensión regional a local discontinuo de baja a mediana productividad, semiconfinado a confinado, litoestratégicamente está compuesto por areniscas de grano fino con intercalación de arcillolitas poco consolidadas.

El tercer acuífero denominado acuífero profundo Guayabo (Apg) compuesto por una litología fina de la formación Guayabo profundo después de los 90 metros de profundidad, compuesta por arcillolitas con intercalación de areniscas, es un acuífero discontinuo de extensión local a regional de tipo confinado con rendimientos de baja productividad y limitados recursos explotables de aguas subterráneas. Las unidades acuíferas de interés en el área de desarrollo Cabiona tienden a ser planas y paralelas discontinuas con variaciones faciales a nivel regional y local como consecuencia del mismo proceso de su génesis. Se puede concluir que la zona no es homogénea hidrológicamente debido al acuñamiento de las capas en el miembro superior (Guayabo Somero). Se pueden encontrar variaciones igualmente en las propiedades geohidráulicas de los acuíferos someros.

---

<sup>5</sup> AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA. Resolución 0405 (30, Abril, 2014). "Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones". Bogotá DC: El ministerio, 2014. P14.

<sup>6</sup> Ibid., El ministerio. p.18.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO

El campo en estudio, es un campo maduro con promedio de 92% de producción de agua, con cloruros promedio 135 ppm, y con crudo 16.5 °API, con una tasa de producción de 12.884 BFPD de los cuales ,11.879 bls son agua, y 1005 bls son aceite, la producción del agua asociada es inmanejable debido a la limitación en el proceso de tratamiento, por la baja capacidad de los equipos del proceso; por el alto grado de deterioro de estos y por la saturación de sólidos en la zona de disposición(zona de aspersión).

El método actual de disposición del agua de producción del campo es por aspersión en un terreno de 2.3 hectáreas, terreno el cual se encuentra contaminado debido a la saturación por los sólidos que no se logran controlar en el sistema de tratamiento de aguas residuales industriales, esto crea impermeabilidad al terreno generando desbordamiento de las aguas de producción en las zonas aledañas al campo; ésta disposición se hace más compleja en la época de invierno debido a que el nivel freático de estas áreas es muy superficial lo cual agudiza la problemática de derrames en las escorrentías de las fincas aledañas y a los cuerpos de agua cercanos a la estación.

Los parámetros físicos y químicos del agua en la zona de disposición están dentro de la normatividad, entre ellos: temperatura promedio 39,14°C, Ph 8,30.

Los cloruros del agua que aportan los 4 pozos del campo están en promedio 135 ppm, lo cual hace amigable el campo para el vertimiento, debido a que se considera agua fresca. A continuación otros parámetros finales del campo: TSS= 10 ppm, PH= 8.3, o/w= 0,87. Tablas 7, 8 y 9 páginas 91 a 93.

En el año 2011 New Granada Energy Corporation da inicio a una jornada de incremento de producción en todos sus campos (Dorotea, Leona, Cabiona y Garzas Doradas) ajustando la frecuencia de los pozos y ver el real potencial de cada campo.

En el caso de campo Cabiona, sólo se pudo ejecutar el programa en el pozo Cabiona 7 B, el cual en su momento presentaba BSW de 76% y representaba incremento en la producción de aceite; a los pozos restantes con promedio de

BSW 92% no se pudo ejecutar este programa debido a las limitaciones para el manejo del agua de producción, incidiendo esto en el máximo aprovechamiento del reservorio, limitando el índice de productividad del campo.

El sistema de levantamiento de los 5 pozos es por levantamiento artificial BES, estos equipos están siendo subutilizados en su capacidad de bombeo teniendo en cuenta que se encuentran operando en un 80% de su capacidad al no poderse incrementar la frecuencia a los pozos y tener el máximo de barriles de crudo en superficie.

En el año 2012 New Granada Energy Corporation realiza mejoras sustanciales en el proceso con la compra de equipos nuevos y el cambio de nuevas líneas troncales de mayor diámetro, desde los pozos hasta la batería.

Los cambios fueron sustanciales para mejorar la deshidratación del producto y para un mayor manejo de caudales desde los pozos hasta la estación de proceso; pero no se invirtió en los equipos para el tratamiento de aguas de producción, tampoco se tuvo en cuenta a futuro el incremento del agua de producción por depletamiento del yacimiento y por la entrada de nuevos pozos; esto debido a las nuevas asignaciones que dio la ANH para el desarrollo del bloque Cabiona – Garzas Doradas.

El campo actualmente continúa con el cuello de botella en el tratamiento de las aguas de producción. (Ver layout Campo Cabiona. Figura 1, página 29). Se requiere implementar equipos modernos, de mayor capacidad, nuevas tecnologías de tratamiento y disposición para poder manejar eficientemente el proceso y de esta manera poder aprovechar al máximo el reservorio.

## 2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la problemática que presenta el Campo Cabiona de New Granada Energy en cuanto a capacidad de tratamiento de las aguas de producción y su disposición final, se debe esencialmente a dos factores:

Primero, por falta de capacidad en las facilidades para el procesamiento del agua de producción y el precario estado de los equipos los cuales fueron adecuados para procesar volúmenes de agua pequeños en la etapa de inicio del campo, se hace pues necesario el cambio o reestructuración de estos equipos para garantizar un tratamiento efectivo, de bajo costo y amigable con el medio ambiente.

Segundo, por la limitada área de vertimiento por aspersión para la disposición del agua de producción del campo. Esta área también fue diseñada acorde a la normatividad de hace décadas donde se permitía disponer el agua de producción en zonas de aspersión, hoy en día esta práctica ha ido desapareciendo y está prohibida, por eso es necesario implementar otro método de disposición.

Estas situaciones están generando impactos negativos para el medio ambiente, la comunidad y para la compañía. A continuación se enuncian algunos de los impactos causados a raíz de esta problemática:

- Constantemente se presentan contingencias por derrames de aguas aceitosas en el área de proceso por la limitada capacidad de los equipos de tratamiento, lo cual hace muy difícil manejar, procesar y controlar con calidad el agua de producción.
- La zona de aspersión utilizada para disponer el agua de producción presenta saturación de sólidos, lo cual crea una capa de impermeabilidad que impide la filtración del agua, provocando el constante derrame de estas aguas a las escorrentías aledañas al campo, provocando contaminación a los cuerpos de agua y perjuicios a los finqueros por muerte de semovientes.
- Alto nivel de accidentalidad en los operarios, debido al sofocamiento a que están expuestos por las limitaciones de tiempo y espacio en el área, esto

resulta en accidentes por caídas y quemaduras y además problemas respiratorios agudos por la continua exposición con los vapores calientes del proceso.

- Impacto ambiental a los terrenos aledaños a la estación, debido a la impermeabilidad del terreno por saturación de sólidos, lo cual hace que haya constante derrame hacia las escorrentías que finalmente terminan en cuerpos de agua.
- Impacto social, constantes quejas de los finqueros debido a que los semovientes de las fincas aledañas terminan muriendo a causa de beber agua de producción o muriendo atascados en los terrenos anegados.
- Limitado aprovechamiento del reservorio al no poder incrementarse la producción, bien sea por los pozos existentes o por los futuros pozos a perforarse.
- Sobrecostos en la operación debido a la contratación de carro tanques para el riego en vías, lo cual genera costos por consumo de diésel, alimentación, alojamiento, logística; lo cual impacta el lifting cost del campo en un 2.5%.
- Deterioro de la imagen de la compañía debido a las múltiples quejas de las comunidades por el deterioro al medio ambiente, y a sus terrenos.

### **2.3 JUSTIFICACIÓN**

El campo Cabiona es un campo maduro que lleva más de 11 años de desarrollo, y sus facilidades siguen siendo básicas para el procesamiento de los fluidos de producción actuales. Los equipos para para el proceso del tratamiento son limitados en capacidad para poder procesar el agua producida por el campo (11.879 BWPD).

El tratamiento actual de 495 BWPH es realizado en 3 tanques catch tank y otros equipos complementarios donde se hace la remoción de aceite, sólidos, floculación y clarificación que por la limitada capacidad de los equipos incide en que este proceso no se efectuó de la forma más efectiva por el poco tiempo de

reposo para que haya una eficiente floculación, generando esto el paso de sólidos y partes de aceite a la zona de disposición.

A continuación se explica el comparativo de barriles de agua tratados por día:

$$11.879 \text{ BWPD} / 24 \text{ horas} = 495 \text{ BWPH}$$

$$495 \text{ BWPH} / \text{Catchtank } 110 \text{ bls} = 108 \text{ Tratamientos x día} = 54 \text{ Tratamientos x turno}$$

$$= 4,5 \text{ Tratamientos x hora}$$

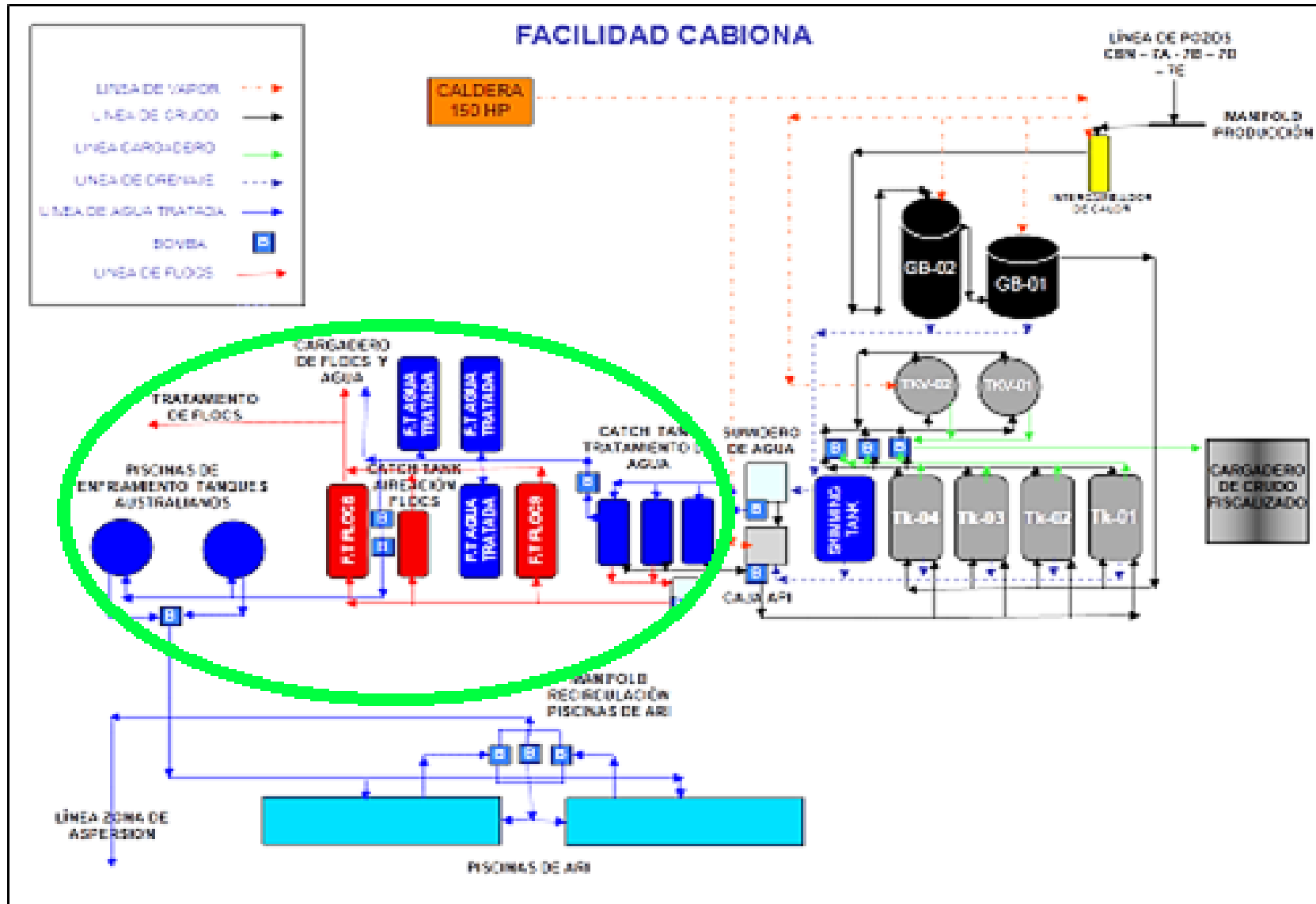
El presente trabajo tiene por finalidad exponer los diferentes aspectos que deben tomarse en consideración importante para la optimización del proceso y poder implementar nuevas facilidades y nuevas tecnologías acorde a los volúmenes y calidad de agua a disponer de acuerdo al plan de desarrollo del bloque Cabiona para una nueva filosofía de operación del campo en beneficio de la compañía, de las comunidades y el medio ambiente.

## **2.4 ALCANCE**

Se presenta un diagnóstico con metodología de choque y una propuesta de mejoramiento sobre la problemática actual del campo Cabiona de New Granada Energy Corporation, referente a la capacidad de manejo y de disposición del agua producida.

Las propuestas entrarán a estudio por parte de la compañía para ver la viabilidad y enmarcar así las limitaciones de este proyecto.

Figura 1. Layout Campo Cabiona Año 2008, equipos básicos, etapa de inicio del campo.



### 3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO CABIONA

El campo actualmente cuenta con 5 pozos en producción perforados en 2 locaciones multipozos: En la locación 1, se encuentran los pozos CBN-7 A, CBN-7B, CBN-7D, y en la locación 2, se encuentran los pozos CBN-7KH y CBN-7E.

En la locación 1 se cuenta con una facilidad autorizada por el MME para realizar pruebas a los 5 pozos, con la opción de poder transferir los fluidos por una línea de 4" y 2.7 kms de longitud hacia la estación Cabiona.

Para las pruebas de producción de los pozos, se cuenta con un cronograma y formatos para realizarlas todos los días. Se hace seguimiento y confrontación con los medidores másicos tipo coriolis con los que cuentan los 5 pozos.

Esta locación cuenta con 2 tanques de prueba horizontales de 500 bls y con un tanque de 10.000 bls para almacenamiento de crudo en especificaciones de venta (0.3% BS&W), este tanque se utiliza en caso de contingencia por cupo en la estación Cabiona, la cual se encuentra a 2.7 kms de distancia de la locación 1. El crudo en especificación llega a este tanque por medio de una línea de transferencia de 4" o por carro tanques. En la locación 1 llamada (CBN-7B) y locación 2 llamada (CBN-7E) se cuenta con centralización de inyección de productos químicos para el rompimiento de emulsiones y asfáltenos. Tabla 5, página 90.

La batería de producción Cabiona desde el año 2012 cuenta mejoras sustanciales. Figura 2, para mejorar la deshidratación del crudo y para un mayor manejo de caudales desde los pozos hasta la estación de proceso, pero la compañía no realizó mejoras para el tratamiento del agua de producción. Figura 1.

La tasa de producción del campo es de 12.884 BFPD de los cuales ,11.879 BWPD son agua, y 1005 BOPD son aceite.

La separación primaria se puede decir que inicia desde la cabeza de pozo por efecto de la inyección de químicos los cuales generan segregación de las fases agua –aceite, facilitando la separación al entrar a los tanques de lavado o gunbarrel.

Los fluidos provenientes de los 5 pozos llegan a la batería por una línea troncal de 6", llegan al manifold, con la opción de fluir en serie o en paralelo a los 4 tanques de lavado o gunbarrel de 500 bls cada uno. Figura 3, estos reciben calentamiento con vapor generado por dos calderas de 150 BHP y 250 BHP, y un intercambiador de calor con capacidad de 12.000 BFPD, también se inyectan productos químicos de refuerzo para mantener una óptima deshidratación del crudo. El crudo rebosa hacia 6 tanques de almacenamiento; donde se da perfilamiento para especificaciones de venta para luego ser despachado. Figura 4.

La filosofía de operación es hacer un buen lavado de los fluidos manteniendo una óptima retención del aceite para mantener el delta de temperatura para que al llegar a los tanques de almacenamiento y fiscalización se dé una buena deshidratación del producto en tiempos que no afecten la capacidad de almacenamiento, y así garantizar que la custodia del campo esté dentro de los parámetros estándar implementados por el programa IGSM de la compañía, con valores promedio 0.30% para las ventas.

El agua proveniente de los gunbarrel llega a 2 skim tank con capacidad de 500 bls, cada uno, estos reciben los 11.879 BWPD, producidos por los pozos; estos fluidos pasan a las facilidades de tratamiento del agua de producción con un porcentaje de remoción de aceite del 75%. Esta parte del tratamiento de aguas se da solamente en equipos básicos y hechizos de tratamiento primario como catch tank y fractanks que fueron adaptados para este fin y para el manejo de volúmenes pequeños.

A pesar que New Granada Energy Corporation realizó inversiones en equipos para una óptima deshidratación del crudo, aún se sigue evidenciando el problema en el proceso de tratamiento de las aguas de producción por la falta de nuevos equipos de mayor capacidad y un método de vertimiento amigable con el medio ambiente.

Se propone en el presente proyecto, realizar el cambio de las facilidades actuales de tratamiento del agua de producción, por nuevos equipos de mayor capacidad y complementar el proceso con una etapa secundaria de tratamiento.

Figura 2. Layout, facilidades Campo Cabiona Año 2012, nuevos equipos para óptima deshidratación del crudo

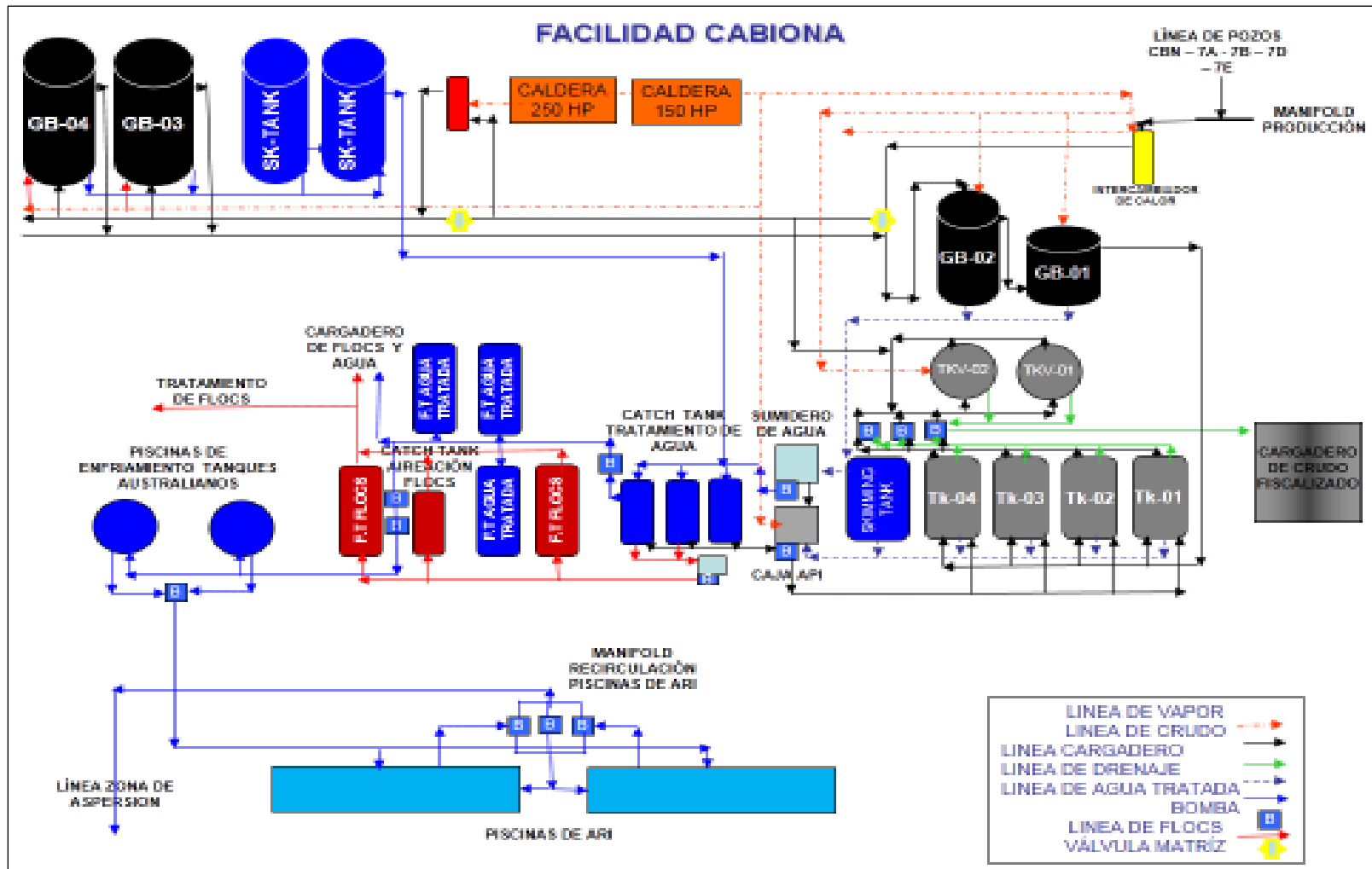


Figura 3. Gun Barrel 3 y 4, se realiza un primer lavado del crudo, luego pasa a los Gunbarrel 1 y 2 (opción de dirigir el fluido en serie o paralelo).



Figura 4. Facilidad con 4 tanques horizontales de almacenamiento de crudo, y 2 tanques verticales para fiscalización y despacho.



Tabla 1. Equipos utilizados en el tratamiento de crudo y agua Campo Cabiona Año 2014.

<b>EQUIPOS DE PROCESO-CAMPO CABIONA 2014</b>		
<b>EQUIPO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>CAPACIDAD X UNIDAD X BLS</b>
GUN BARREL	4	500
SKIMINGTANK	2	500
TANQUES DE CRUDO	6	450
FRACTANKS T/MIENTO ARI	3	400
CASHTANK T/MIENTO ARI	3	110
CASHTANK T/MIENTO FLOCS	1	110
TANQUE FLOCS	1	400
TANQUES AUSTRALIANOS	2	180
SUMIDERO DE CRUDO	1	60
SUMIDERO DE AGUA	1	60
PISCINAS DE ENFRIAMIENTO	2	4900
CALDERA BHP	1	150 BHP
CALDERA BHP	1	250 BHP
INTERCAMBIADOR	1	9000 BFPD

#### 4. DESCRIPCIÓN PROCESO DE TRATAMIENTO ARI CAMPO CABIONA

El campo actualmente cuenta con buenas facilidades para la deshidratación del crudo desde el año 2012 cuando la compañía realiza inversiones para cambios sustanciales para mejorar la deshidratación del crudo y para aumentar la capacidad de proceso y almacenamiento, pero en el tratamiento del agua de producción no se realizaron mejoras que mitigaran el problema actual de capacidad de proceso y de la disposición final del agua producida, debido a que el método de aspersión ya no es permitido y se está incurriendo en faltas ante la legislación ambiental.

El tratamiento del agua de producción del campo Cabiona, es un tratamiento primario, y con equipos básicos para el proceso. Figura 5. Lo podemos clasificar en las siguientes etapas:

- **Inyección de químicos en cabeza de pozo y segregación inicial de las fases agua-aceite:** En esta etapa inicial se inyectan químicos para romper las emulsiones, también se inyecta antiespumante, e inhibidores de asfaltenos; estos productos químicos, más el delta de temperatura de los fluidos y la distancia entre los pozos y la estación, ayudan a la segregación de las fases que al llegar a la batería facilitan el proceso de lavado al entrar a los gunbarrel.
- **Calentamiento y lavado de los fluidos:** una vez los fluidos provenientes de los 5 pozos, entran por los 4 tanques de lavado (gunbarrel), los cuales operan en serie o paralelo se inyecta vapor con dos calderas de 150 BHP y 250 BHP, las cuales también operan en serie o paralelo según sea el tiempo de verano o invierno y un intercambiador de calor de 12.000 BFPD. Con este calentamiento se garantiza una buena deshidratación y lavado del crudo con remoción de sólidos mayor a 75%. El agua de los gunbarrel, llega a 2 skimming tank con capacidad de 500 bls, cada uno, estos reciben en paralelo los 11.879 BWPD, producidos por los pozos; en esta etapa se inyecta rompedor inverso a la corriente de agua de los skimming para hacer que las trazas de aceite suban y a al llegar al catchtank 1 se pueda recuperar el aceite y pueda ser enviado de nuevo al sistema. La corriente de agua pasa a las facilidades de tratamiento del agua de producción con un porcentaje de remoción de aceite del 85%, con TSS= 1364 ppm, o/w= 438 ppm, temperatura 190°f.
- **Floculación y clarificación:** para esta etapa del tratamiento se cuenta con unas facilidades básicas: 3 catchtank con capacidad nominal de 130 bls y

capacidad operativa 110 bls, en el primer castank se continúa con la remoción de aceite llegando a un 95% de remoción, este aceite llega a un tanque sumidero (tanque subterráneo). Figura 6, con capacidad de 60 bls, para después ser enviado de nuevo al sistema. Posteriormente se continúa con la fase de tratamiento en los castank 2 y 3 donde se adicionan los polímeros y clarificadores para la floculación y poder generar la remoción de los sólidos o flocs, los cuales pasan a deshidratación a un catch tank, dos fractanks, y un set de geocontenedores. Figura 7, para después ser transportados en volquetas selladas para su disposición final a la compañía Llano Ambiental con un porcentaje de 40% de deshidratación y un porcentaje de contenido de aceite del 4%.

- **Etapa de enfriamiento:** una vez el agua sale de los castank, pasa a dos fractanks (tanques fracturadores utilizados en perforación). Figura 8, con capacidad de 400 bls; estos tanques son utilizados para dar retención y poder decantar los sólidos, pero por la cantidad de agua del proceso, no son utilizados, por los constantes derrames debido a que no son automatizados, y porque sacar los lodos una vez deshidratados es una labor complicada debido a que las bombas no funcionan con esta clase de fluidos (lodos), en consecuencia el agua pasa a dos tanques australianos con capacidad de 150 bls cada uno. Figura 9, donde se baja la temperatura del agua de 175°F a 160°F, posteriormente el agua pasa a dos piscinas de enfriamiento con capacidad de 4.900 bls cada una. Figura 10. Estas piscinas carecen de flautas para dar un mayor enfriamiento al agua. Estas constantemente se contaminan con sólidos, Figura 11 y 12, debido a que no se logra hacer buena retención en el proceso para que los productos químicos actúen y halla una eficaz floculación, se les realiza mantenimiento de limpieza cada 30 días, debido a que es tanta la contaminación que solo se utiliza un 20% del volumen, esto en consideración de evitar bombear el agua contaminada hacia la zona de aspersión.
- **Etapa de disposición final:** una vez el agua llega a las piscinas de enfriamiento, es bombeada al área de vertimiento (zona de aspersión). Esta zona de aspersión tiene una extensión de 2.3 hectáreas, sectorizada en cuatro secciones. Figura 13, las cuales se intercambian cada 15 días para poder hacer el mantenimiento a los aspersores y líneas que constantemente se tapan debido al alto grado de contaminación por los sólidos que no se logran controlar debido al poco tiempo que hay de retención y reposo en la floculación y clarificación en el sistema de tratamiento de las aguas de producción. Figura 14.

Figura 5. Equipos básicos primarios para el tratamiento de aguas, Campo Cabiona



Figura 6. Área de recuperación de crudo, tanque sumidero y punto de inyección de químicos, Campo Cabiona



Fuente. El autor

Figura 7. Tratamiento de deshidratación de flocs en geocontenedores año 2010 Campo Cabiona



Figura 8. Fractanks habilitados para el tratamiento ARI, Campo Cabiona



Figura 9. Tanques australianos para enfriamiento del agua de producción Campo Cabiona



Figura 10. Piscinas de enfriamiento Campo Cabiona



Figura 11. Contaminación, trazas de aceite, piscinas de enfriamiento Campo Cabiona



Figura 12. Contaminación de lodos y aceite a causa del deficiente tratamiento de las aguas de producción Campo Cabiona



Figura 13. Área zona de aspersión 2.3 hectáreas, sectorizada en 4 secciones, Campo Cabiona



Figura 14. Contaminación por sólidos, zona de aspersión, Campo Cabiona



## 5. MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

### 5.1 EFLUENTES

Los desechos y residuos líquidos producidos por las industrias son denominados efluentes. La gama de efluentes industriales es muy amplia, su composición varía según el tipo de actividad que lo genera y no es constante para cada caso específico, resulta necesario estudiar primero el efluente para poder proyectar un tratamiento eficiente y económico. “En los efluentes de la industria petrolera (agua de producción) se hallan dos tipos de emulsiones, una emulsión de aceite en agua (agua aceitosa), que es aquella donde el aceite está disperso en la fase acuosa y la emulsión agua en aceite que se refiere al agua dispersa en el aceite”<sup>7</sup>

### 5.2 CLARIFICACIÓN DE EFLUENTES

Es un proceso que separa el petróleo libre, el emulsionado y los sólidos suspendidos del agua proveniente de los tanques de lavado o gunbarrel antes de disponerla a su destino final. El agua separada del petróleo por los procesos de deshidratación contiene cantidades apreciables de crudo emulsionado que es necesario separar antes de utilizar o desechar dicha agua. Es en las instalaciones de separación y decantación donde se inicia el proceso de clarificación para posteriormente disponer estas aguas, las cuales pueden ser inyectadas al yacimiento evitando causar impacto en las aguas superficiales.

### 5.3 MÉTODOS USADOS EN LA CLARIFICACIÓN DE EFLUENTES

**5.3.1 Métodos químicos.** Consisten en agregar productos surfactantes en puntos ubicados estratégicamente de acuerdo a las características del efluente, la tasa de producción o los requerimientos de calidad de infraestructura del sistema. Con los productos químicos se logra que las partículas de crudo presentes en forma de emulsión se aglomeren formando flóculos de petróleo que suben a la superficie originando una capa continua (nata) de crudo, la cual puede separarse del agua.

---

<sup>7</sup> CARRILLO PÉREZ, J. A. Diseño conceptual de una planta para el tratamiento y disposición final de aguas de producción, provenientes del campo Aguasay en el estado Monagas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Venezuela: Universidad Oriente núcleo de Monagas. Escuela de ingeniería de petróleos, 2010. 82p

**5.3.2 Métodos mecánicos.** Una vez formada la capa continua de crudo en la superficie del agua, se separa por métodos mecánicos, para lo cual se hace pasar por dispositivos de diferentes diseños que facilitan y aceleran su recolección. Generalmente los métodos químicos y mecánicos se combinan para lograr con éxito una buena clarificación.

## **5.4 ETAPAS DE TRATAMIENTO PARA AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Las etapas de tratamiento para agua de producción básicamente siguen siendo tres etapas, a través de las cuales se va disminuyendo gradualmente la concentración de grasas y aceite (G&A) y el total de sólidos suspendidos (SST), con el objetivo de lograr la especificación de calidad requerida para inyección o para vertimiento.

**5.4.1 Tratamiento primario.** Son procesos físicos en los que se disminuye el contenido de aceites, grasas flotantes y sólidos en suspensión. De manera general los tratamientos consisten en procesos de desarenado, sedimentación, remoción de aceites y grasas; en los cuales se separa el hidrocarburo libre, existiendo diversos diseños en los que varía la eficiencia. Los equipos utilizados en esta etapa pueden ser separadores, tanques de lavado, tratadores térmicos.

**5.4.2 Tratamiento secundario.** Generalmente esta etapa del tratamiento comprende la aplicación de procesos biológicos en los que se remueve principalmente los compuestos orgánicos mediante el uso de la oxidación bacteriana, también se remueve el aceite emulsionado y los sólidos suspendidos coloidales de la primera etapa de tratamiento. Esta oxidación biológica se puede conseguir de varias maneras, siendo los métodos más comunes, los de: piscinas de oxidación natural y/o aireada, sistemas de lodos activados y filtros biológicos.

**5.4.3 Tratamiento terciario.** En algunos casos es necesario remover de los efluentes algunas sustancias o compuestos en particular, ácidos o sales, para lo cual se aplican tratamientos especiales que dependen del tipo de contaminante que se desee eliminar, entre estos tratamientos se tienen: procesos de desalinización, extracción por solventes, ósmosis inversa, intercambio iónico. Los equipos utilizados en esta etapa son llamados equipos pulidores los cuales permiten remover aceite emulsionado, los sólidos suspendidos coloidales, y sólidos disueltos.

## 6. CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Los análisis de agua se llevan a cabo en un laboratorio en forma rutinaria por ingenieros químicos expertos. Estos tienen la capacidad de realizar mediciones muy exactas en las muestras recibidas. Lamentablemente, algunas propiedades del agua pueden cambiar muy rápidamente después del muestreo; típicamente el pH, la temperatura, el contenido de gas disuelto, los sólidos en suspensión y la población bacteriana. Muchas de las propiedades que son de mayor preocupación solo pueden determinarse con mediciones "in situ" (en el campo). Un análisis completo por lo tanto involucra mediciones tanto "in situ" como en el laboratorio.

Los componentes de más relevancia, y sus propiedades, que se miden en el laboratorio son:

Tabla 2. Componentes medidos en laboratorio

ANIONES	CATIONES	OTRAS PROPIEDADES
Calcio(Ca <sup>++</sup> )	Cloruro(Cl <sup>-</sup> )	pH
Magnesio(Mg <sup>++</sup> )	Carbonato(CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	Sólidos en suspensión - cantidad, tamaño, forma, composición
Sodio(Na <sup>+</sup> )		Fenoles
Hierro(Fe <sup>+++</sup> )	Bicarbonato(HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	Turbidez
		Temperatura
Bario(Ba <sup>++</sup> )	Sulfato(SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> )	Peso específico
		Oxígeno disuelto, DBO, DQO
Estroncio(Sr <sup>+++</sup> )		Anhídrido carbónico disuelto
		H <sub>2</sub> S
Radio(Ra <sup>+++</sup> )		Conteo bacteriano
		Contenido de petróleo

Fuente: Tomado de Dayli Report Cabiona

## 6.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

**6.1.1 Contenido de Sólidos Disueltos, Suspendidos.** Los sólidos totales están definidos como la materia resultante de la evaporación a una temperatura entre 103 y 105 °C, los cuales se clasifican en partículas disueltas, suspendidas y sedimentables. Los sólidos suspendidos o filtrables se caracterizan por presentar un diámetro de partícula generalmente entre 10 y 100 micras (responsables de causar la turbidez), estos pueden ser medidos usando el método 160.2<sup>8</sup> de EPA, o ASTM D 1888<sup>9</sup>. El contenido de sólidos suspendidos de las aguas residuales no se puede medir exactamente por estos métodos si los compuestos presentes se volatilizan a temperaturas por debajo de 103°C.

En el campo suele utilizarse la BS&W - ASTM D4007-11<sup>10</sup> (Agua y sedimentos) por uno de los tres métodos de centrifugación según el tipo de crudo.

**6.1.2 Temperatura.** La descarga de aguas residuales a altas temperaturas puede causar daños a la flora y fauna en los cuerpos de agua al interferir en la reproducción de las especies, incrementar el crecimiento de bacterias y otros organismos, acelerando las reacciones químicas y reduciendo los niveles de oxígeno.

### 6.1.2.1 Problemas asociados a la temperatura.

- Influye en la formación de escamas inorgánicas.
- Influye en la solubilidad de los gases en el agua.
- Influye en la precipitación de compuestos.

---

<sup>8</sup> Environmental Protection Agency. Total Suspended Solids (TSS) Method. EPA, 1999.

<sup>9</sup> American Society of Test Methods. Methods of Test for Particulate and Dissolved Matter in Water. ASTM, 1989.

<sup>10</sup> Ibid.,: ASTM. 2011.

**6.1.3 Material flotante.** En el agua de producción se distinguen partículas y material flotante como la nata de petróleo crudo. Su presencia causa la visualización de una gama de colores en la superficie del agua cuya intensidad es una función del espesor de la película de aceite, la cual no es aceptada por la legislación colombiana; además de esto el agua también transporta consigo impurezas tales como: gotas de aceite dispersas en la fase agua y sólidos humedecidos con petróleo.

Muchas de las aguas de producción y/o inyección poseen sólidos suspendidos que están en el rango de 0.01 micrones a 100 micrones. Este material flotante básicamente puede estar compuesto por: finos de formación, limos, arcillas, productos de corrosión, además otros compuestos formados por las bacterias y cuerpos de bacterias muertas, etc.

**6.1.4 Grasas y aceite libre emulsionado y disuelto.** La Asociación Americana para la Salud Pública en el documento, Métodos Estándar para el Examen de Agua y Aguas Residuales, la define como: “Cualquier material recuperado en la forma de una sustancia soluble en un solvente”, donde el triclorofluoroetano es el solvente recomendado<sup>12</sup>.

Como es de conocimiento general, la descarga de aceites o grasas en un cuerpo de agua, ocasiona perturbaciones en la vida acuática al formar películas sobre la superficie, obstaculizando la fotosíntesis al disminuir la oxigenación y paso de la luz, además de interrumpir en la reproducción de las especies, es por esto que surge la necesidad de establecer en la legislación colombiana mediante el Decreto 3930 de 2010, una remoción superior al 80% de grasas y aceites, así mismo, prohibir cualquier película visible de este material en el cuerpo de agua, haciendo necesario medir la carga de este contaminante.

#### **6.1.4.1 Problemas asociados.**

- El aceite tiende a formar emulsiones.
- Atrae sólidos que pueden provocar taponamiento.

---

<sup>12</sup> Ministerio de Energía y Minas de EEUA. Protocolo de Monitoreo de Calidad de Agua. Capítulo 2, 1993

Para determinar si hay presencia de grasas y aceite libre o no, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- Infrarrojos. ASTM D 3921-96<sup>13</sup>
- Calorimetría.
- Gravimetría. SM 5520-B<sup>14</sup>

#### **6.1.5 Problemas ocasionados por los sólidos suspendidos y el aceite en agua<sup>15</sup>.**

- Incremento de la presión de inyección y disminución de las ratas de inyección ocasionada por el taponamiento de la cara de la formación.
- Cierres definitivos o parciales de los pozos inyectores debido a daños severos en la formación.
- Necesidad de perforar o acondicionar nuevos pozos inyectores para mantener los volúmenes de agua inyectada.
- Pérdidas de producción ocasionadas por el cierre de pozos productores con alto BSW debido a la imposibilidad de disponer del agua asociada al crudo.
- Excesivos costos en el tratamiento químico del agua asociada a la producción ya sea para inyección y/o vertimiento al medio ambiente.
- Aumento del costo por barril de agua utilizada de otras fuentes cuando las mismas contienen elevadas cantidades del Total de sólidos suspendidos (TSS).

---

<sup>13</sup> American Society of Test Methods. Standard Test Method for Oil and Grease and Petroleum Hydrocarbons in Water. ASTM, 2011.

<sup>14</sup> Standard Methods. Test for the Examination of Water and Wastewater. Oil and Fats. SM 1998.

<sup>15</sup> Programa de capacitaciones. Champion Technologies .Hupecol Operating LLC.

- Desgaste excesivo de las piezas de las bombas de inyección de agua ya sea por abrasión de los sólidos o por sobre-esfuerzos cuando la presión de inyección se incrementa.
- Incremento de los costos operacionales por consumo de combustible y/o energía de los motores de las bombas, ocasionados por el trabajo extra que deben realizar los mismos para inyectar el agua cuando la presión del pozo aumenta.
- Cuando un agua está demasiado emulsionada, esta puede llegar a transportar grandes cantidades de crudo, conllevando a pérdidas de aceite.
- Disminución de los tiempos entre retrolavados de los filtros, para lograr mantener la calidad del agua en 2 ppm de aceite en agua y 2 ppm del total de sólidos suspendidos (TSS).
- Aumento de los tiempos de retrolavado de los filtros para lograr una buena limpieza de los mismos. Implementación del uso de varsol y/o jabones para descontaminar los medios filtrantes de los trenes de filtración.
- Acumulación de grumos en las interfaces de las facilidades de producción.
- Recuperación excesiva de crudo en los desnates de las vasijas de tratamiento de agua, lo que ocasiona agitación en la entrada de los fluidos a los equipos.
- Acumulación de sólidos (óxido de hierro y sulfuro de hierro) en la interface agua-aceite lo que obstruye la normal separación de las fases y el funcionamiento de los rompedores.
- Problemas en la calidad del agua inyectada y vertida al medio ambiente.
- Disminución en la capacidad y en el tiempo de retención de las facilidades de producción debido a la progresiva acumulación de arena en el interior de las mismas.

## **6.2 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS**

Dentro de las características químicas tenemos:

**6.2.1 Cationes:** Es la sumatoria de todos los iones con carga positiva presentes en el agua. La concentración de cationes es una medida específica de la salinidad y dureza del agua en la industria petrolera. El alto contenido de cationes impide que el agua sea utilizada para el consumo humano o el ganado.

- **Calcio:** Los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.
- **Magnesio:** Los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.
- **Sodio:** Es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35,000 partes por millón (ppm). El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal.
- **Hierro:** Naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.
- **Bario:** Es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El Bario se queda en la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a concentrarse en la población marina (crustáceos, camarones, etc.).
- **Estroncio y radio:** Pueden ser radioactivos y pueden concentrarse en moluscos tales como las ostras. También pueden formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio.

**6.2.2 Aniones.** Son iones con carga negativa presentes en el agua. La concentración de cloruros es una medida específica de la salinidad del agua en la industria petrolera. El alto contenido de cloruros impide que el agua sea utilizada para el consumo humano o el ganado. Altos porcentajes de cloruros en los cuerpos de agua también pueden matar a la vegetación circundante.

- **Cloruros:** El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros y las aguas frescas. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua según su concentración se puede clasificar de la siguiente manera:
  - Agua dulce: 0 - 2000 ppm.
  - Agua salobre: 2000 - 5000 ppm.
  - Agua salada: 5000 - 40000 ppm.
  - Salmuera: > 40000 ppm.
- **Carbonatos y bicarbonatos.** La alcalinidad de un agua es debida al contenido de sales del ácido carbónico (bicarbonatos, carbonatos) e hidróxidos, es una medida o indicación de los componentes básicos del agua. La alcalinidad de las aguas naturales suele deberse a los carbonatos y bicarbonatos de calcio, magnesio, sodio y potasio y en algunos casos también se debe en pequeño grado a boratos, silicatos y fosfatos. El bicarbonato es el componente que más contribuye a la alcalinidad. La importancia de la alcalinidad es significativa en los fenómenos de coagulación y ablandamiento, así como en la prevención de la corrosión. La alcalinidad da un índice de la resistencia del agua a bajar su pH cuando se le añade ácido.
- **Sulfatos.** Proceden de rocas sedimentarias, sobretodo yeso y anhidrita, y en menor proporción de la oxidación de los sulfuros de la pirita. En función del contenido de calcio, podrían impartirle un carácter ácido al agua. Cuando el sulfato se encuentra en concentraciones excesivas en el agua ácida, le confiere propiedades corrosivas. Estos compuestos forman costras pero además son la fuente alimenticia para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H<sub>2</sub>S en el yacimiento.

### 6.2.3 Otras propiedades

- **pH:** Es una medida de acidez o alcalinidad. Este es importante en la formación de costras - la tendencia de formar costras disminuye con pH más bajos - y en el efecto del agua sobre la flora y fauna. Un pH neutro es de 7.0, con un rango entre 6.5 y 7.5 para aguas naturales. Los pH fuera de esta escala conducen a la degradación de la vegetación y a la mortandad de los peces, aunque se informa que hay especies de peces que sobreviven a pH entre 5 a 8.5. El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra y, de ser posible, deberá medirse en el lugar.

Se puede determinar la variación del pH con la norma ASTM D 1293-12<sup>16</sup>.

- **Fenoles:** Compuestos fenólicos, son compuestos orgánicos en cuyas estructuras moleculares contienen al menos un grupo fenol, un anillo aromático unido a al menos un grupo funcional. Muchos son clasificados como metabolitos secundarios de las plantas, aquellos productos biosintetizados en las plantas que poseen la característica biológica de ser productos secundarios de su metabolismo.

Se puede evaluar la cantidad presente en el agua con las normas:

ASTM D 1783-01<sup>17</sup> y ASTM D 2580-06<sup>18</sup>

- **Oxígeno disuelto (OD):** El oxígeno disuelto en el agua es importante para los peces y la vida acuática. Altos niveles sostienen una mayor diversidad de especies y un ecosistema saludable. En comparación con los animales terrestres que respiran una atmósfera gaseosa compuesta por un 21% de oxígeno, los peces necesitan cerca de una milésima parte del 1% que es solamente 10 ppm (partes por millón) para estar en las mejores condiciones<sup>19</sup>. Se puede evaluar con las normas:

Titulación. ASTM D 888-12<sup>20</sup> y Colorimetría. ASTM D 888-12<sup>21</sup>

---

<sup>16</sup> American Society of Test Methods. Standard Test Method for pH of Water. ASTM, 2012

<sup>17</sup> Ibid., ASTM. 2007.

<sup>18</sup> Ibid., ASTM. 2006.

<sup>19</sup> Carmen, T. G. (2011). Monitoreo de la calidad del agua. Puerto Rico: Colegio de ciencias agrícolas.

<sup>20</sup> American Society of Test Methods. Standard Test Method for Dissolved Oxygen in Water. ASTM,

- **Demanda bioquímica de oxígeno (DBO):** La demanda bioquímica de oxígeno (DBO) es una prueba usada para la determinación de los requerimientos de oxígeno para la degradación bioquímica de la materia orgánica en las aguas municipales, industriales y en generales residuales; su aplicación permite calcular los efectos de las descargas de los efluentes domésticos e industriales sobre la calidad de las aguas de los cuerpos receptores. Los datos de la prueba de la DBO se utilizan en ingeniería para diseñar las plantas de tratamiento de aguas residuales.

Determinación demanda bioquímica de oxígeno disuelto en el agua.  
Norma: SM 5210-B<sup>22</sup>

- **Demanda química de oxígeno (DQO):** Determina la cantidad de oxígeno requerido para oxidar la materia orgánica en una muestra de agua residual, bajo condiciones específicas de agente oxidante, temperatura y tiempo. Las sustancias orgánicas e inorgánicas oxidables presentes en la muestra, se oxidan mediante refluo en solución fuertemente ácida con un exceso conocido de dicromato de potasio, en presencia de sulfato de plata que actúa como agente catalizador, y de sulfato mercurico adicionado para remover la interferencia de los cloruros. Después de la digestión. La materia orgánica oxidable se calcula en términos de oxígeno equivalente<sup>23</sup>. Para determinar la demanda química de oxígeno disuelto en el agua, se puede evaluar con la siguiente norma:

Determinación demanda bioquímica de oxígeno disuelto en el agua.  
Norma: SM 5220-B<sup>24</sup>

---

2012.

<sup>21</sup> Ibid., (Colorimetry). ASTM. 2012.

<sup>22</sup> Standard Methods. Test for the Chemical Oxygen Demand COD. SM 1999

<sup>23</sup> SAWYER, C.; Mc CARTY, P. Chemistry for Environmental Engineering. McGraw Hill, New York, 1996

<sup>24</sup> Standard Methods, Op. cit., SM 1999

## 7. EQUIPOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

Los requerimientos para el tratamiento de fluidos producidos dependen de su origen, su condición y el método de disposición de las aguas asociadas a la producción.

A continuación se enuncia algunos de los equipos y las nuevas tecnologías que son necesarios para poder tratar eficazmente las aguas de producción, estos van ubicados estratégicamente según sea la etapa de tratamiento.

Figura 15. Tecnologías para el tratamiento de efluentes y su tamaño de gota

TECNOLOGÍA Y TAMAÑO DE GOTA		
TIPO DE SEPARACIÓN	TECNOLOGÍA	RANGO DE REMOCIÓN DE LAS GOTAS DE ACEITE
API	Gravedad	150 $\mu\text{m}$
CPI	Coalescencia	20 $\mu\text{m}$ -50 $\mu\text{m}$
DAF / IGF	Burbujas Aire /Gas	Por debajo de 25-30 $\mu\text{m}$
Hidrociclón	Fuerza Centrífuga	Por debajo de 20 $\mu\text{m}$
Centrífuga	Fuerza Centrífuga	Entre 5 $\mu\text{m}$ a 30 $\mu\text{m}$
Filtración	Absorción, Filtración ,Coalescencia	$\geq 2 \mu\text{m}$
G.A.C	Absorción	$\leq 2 \mu\text{m}$
Ultra filtración	Membrana	$\leq 1 \mu\text{m}$

Fuente: Jorge Enrique Sanabria, Agua generalidades y fundamentos de tratamiento, Presentación, Escuela de ingeniería de petróleos, 2014.

### 7.1 EQUIPOS DE TRATAMIENTO PRIMARIO

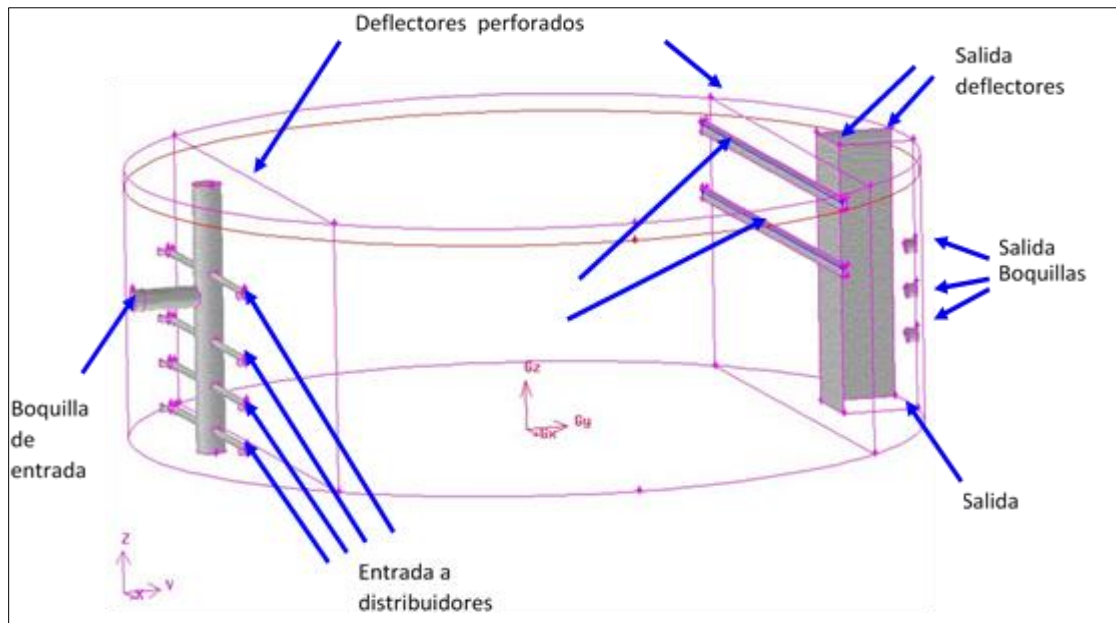
Son equipos que poseen alta capacidad para procesar grandes cantidades de crudo y toleran variaciones de flujo en la corriente de alimentación.

**7.1.1 Tanque desnatador Skim Tank.** Es el equipo más simple de tratamiento primario, estas unidades pueden ser a presión atmosféricas, son diseñadas para proporcionar un alto tiempo de retención durante el cual pueda ocurrir la coalescencia y la separación gravitacional.

Los desnatadores pueden ser horizontales o verticales. En los verticales las gotas de aceite deben ascender en sentido contrario al flujo de agua que es descendente; algunos desnatadores verticales poseen propagadores en la entrada y colectores en la salida para ayudar a la distribución de flujo uniforme.

El flujo entra y pasa a un tubo que lo dirige hacia abajo permitiendo que se liberen pequeñas cantidades de gas. La entrada inferior dirige el flujo a través de la capa de aceite a un sistema propagador para permitir que el agua continúe su flujo hacia abajo con la velocidad uniforme sobre toda la sección del área transversal en el tanque. En esta zona tranquila, entre el propagador y el colector de agua, puede ocurrir algo de coalescencia y la boyanza de las gotas de aceite causará que estas asciendan contra el flujo del agua. El aceite que se encuentra en la superficie se retira y se recoge en colectores.

Figura 16. Vista interior de un tanque desnatador o skim tank



Fuente: AutoCAD Hilton NASA Clear Lake, Houston Texas 77058, Annual Produced Water Seminar, January 2005.

**7.1.2 Separadores API.** Este equipo es una piscina o caja expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses, de algunos de los equipos del proceso presentes en la batería. Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia entre las densidades del agua y el aceite.

En este tipo de dispositivos el fluido entra al sistema descargado por un tubo con codo descendente, pasando luego a la sección de separación en donde se le da un tiempo de residencia que le permite a las gotas de aceite coalescer y flotar para su posterior remoción. El aceite, una vez acumulado en forma de nata o pequeña capa, es recolectado mediante una canaleta tubular y luego es conducido a un tanque recolector de aceite. En este tanque se tiene instalada una bomba electrosumergible que automáticamente transfiere periódicamente el aceite acumulado a los tratadores y/o Gun Barrel. El agua que se asienta en el fondo del separador API es transferida por medio de tubería hacia los gunbarrel.

La caja API, o separador API, es un equipo muy básico; pero su filosofía de operación y principio de funcionamiento ha servido para construir equipos con modificaciones para una mayor eficiencia, entre las modificaciones tenemos:

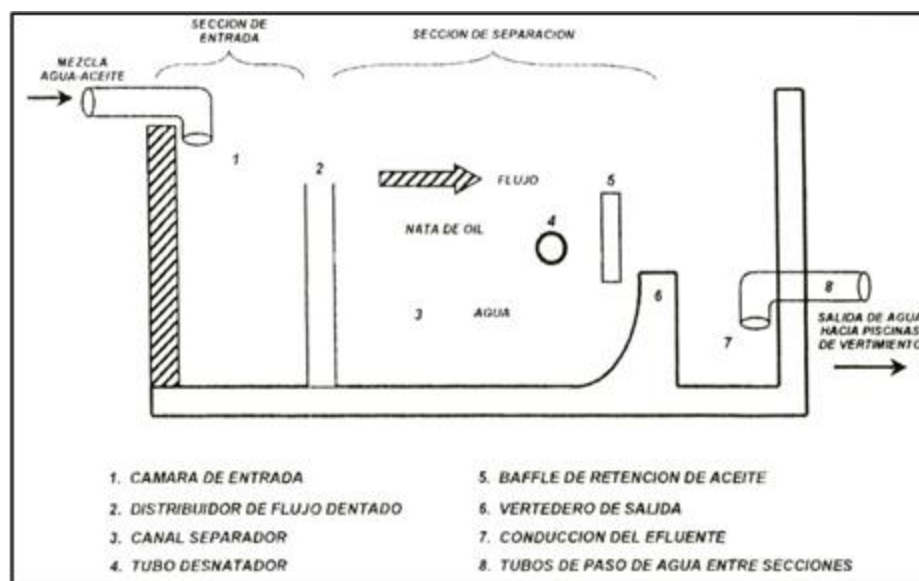
- PPI: Interceptor de platinas paralelas.
- CPI: Interceptor de placas corrugadas.
- CFD: Separador de flujo transversal.

Figura 17. Separador API



Fuente: Informe sobre avances en los proyectos de reinyección en pozos 1AB y 8, Ingeniero Bill Powers, E-Tech International, Ecuador 2008

Figura 18. Secciones de una caja API o separador API



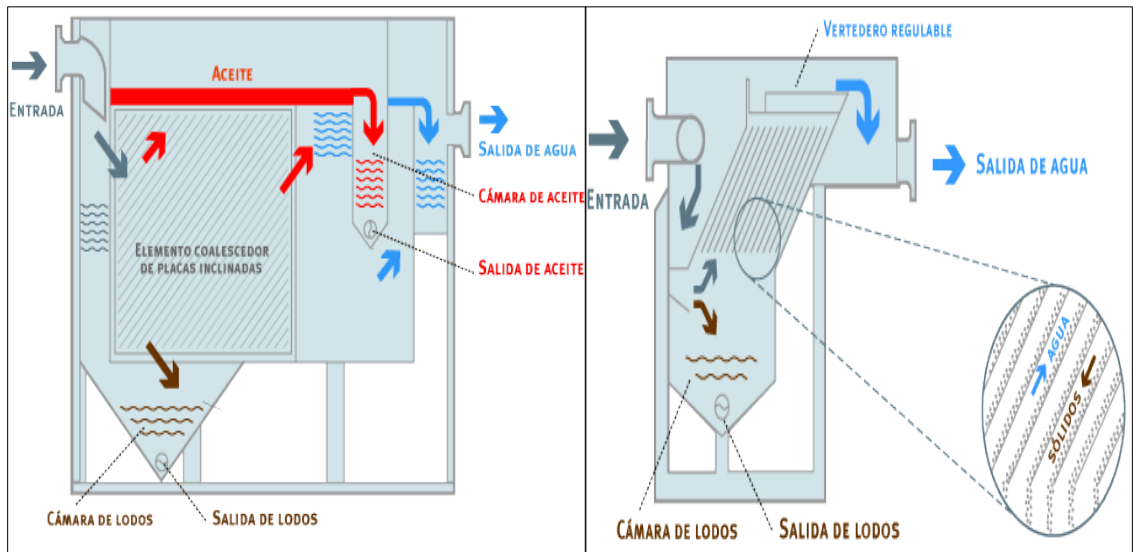
Fuente: Ruth Páez, Operaciones de recolección y tratamiento, Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.

**7.1.3 Separador de placas paralelas (PPI).** Son equipos cuyo objetivo es la separación de los hidrocarburos libres presentes en la corriente de agua. La separación está basada en la diferencia de densidad entre el agua y los hidrocarburos, a medida que el agua entra al separador a través de un compartimiento, su velocidad es disminuida y el flujo controlado para mantener una condición laminar. Posteriormente el agua entra al paquete de platos donde las gotas de crudo y los sólidos son separados por gravedad. Los sedimentadores placas inclinadas paralelas están diseñados para separar de manera eficiente y en poco espacio a los sólidos suspendidos del agua. Las placas paralelas conducen a los sólidos sedimentados hacia la cámara de lodos, mientras que un vertedero regulable controla el nivel de líquido. La cámara de lodos posee un fondo en "V" y boquillas de inspección de manera de minimizar y facilitar las tareas de mantenimiento<sup>25</sup>.

Sin partes móviles el líquido atraviesa los equipos por gravedad, estos pueden ser opcionalmente provistos con mezcladores rápidos y tanques floculadores integrados al equipo.

Figura 19. Separador API de placas inclinadas y de placas paralelas PPI

<sup>25</sup> NOVARSA S.A: separadores de agua /aceite, línea OWS. [En línea]. Novarsa, 2014. [14-Marzo-2015]. Disponible en internet: <http://www.novarsa.com/esp/productos.php?id=2>



Fuente: Novarsa S.A, Argentina, Línea OWS, Disponible en [www.novarsa.com](http://www.novarsa.com)

**7.1.4 Separador de placas corrugadas (CPI).** Equipo que involucra la instalación de una serie de platos paralelos al eje longitudinal de un separador API, estos platos son corrugados, con el eje de corrugación paralelo a la dirección de flujo. Los platos o placas forman una “V” cuando son vistos a lo largo del eje de flujo, el empaque de la placa está inclinado en un ángulo de 45° y la mayor parte del agua es forzada a fluir hacia abajo. Las capas de petróleo ascienden contra el flujo de agua y se concentran en el tope de cada corrugación. Cuando el petróleo llega al final del empaque de platos es recolectado en un canal y enviado a la interface petróleo-agua de donde son removidos.

Un rango típico de aplicación de los equipos CPI permite separar gotas de aceite libre del orden de 20 hasta 1000 micras. Sin embargo la efectividad del sistema está sujeta a varios factores como diferencias de densidad, viscosidad, temperatura, turbulencia entre otros<sup>26</sup>

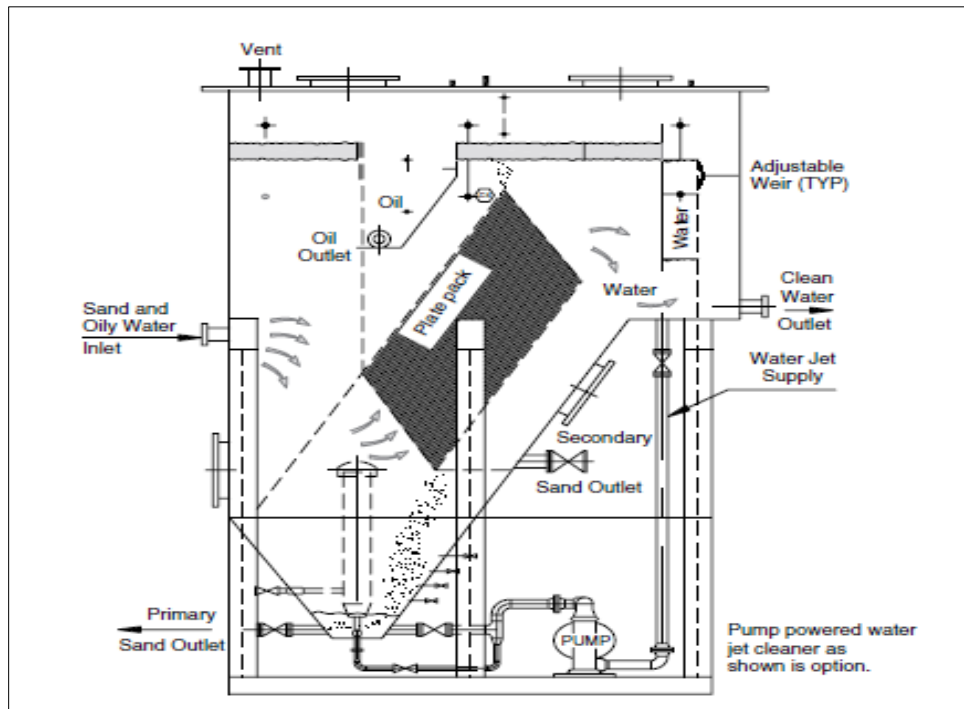
Figura 20. Separador de placas corrugadas (CPI)

<sup>26</sup> EDOSPINA S.A: tecnología del agua, CPI separadores de placas corrugadas. [En línea]. Edospina, 2015. [17-Octubre-2015]. Disponible en internet: <http://www.edospina.com/index.php/agua-residual/desarenado/169-cpi-separadores-de-placas-corrugadas>



Fuente: Sertegua C.A, Venezuela

Figura 21. Vista interna .Separador vertical CPI

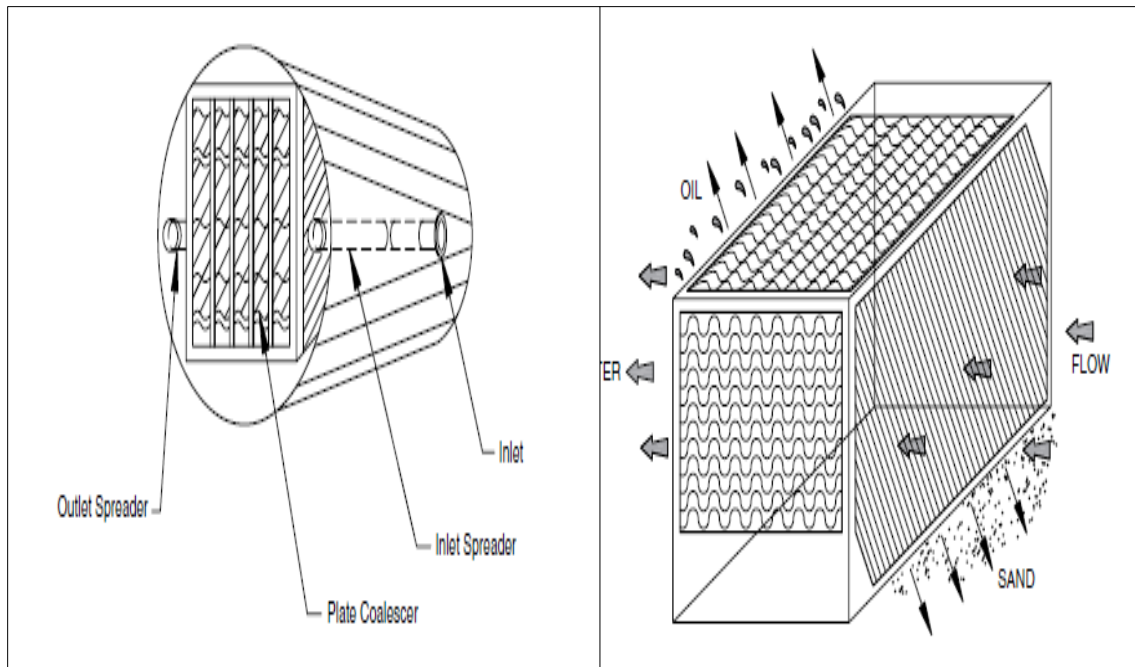


Fuente: Tomado de Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volume 1

**7.1.5 Separador de flujo transversal (CFD).** Modificación del CPI, en el cual el flujo de agua es perpendicular al eje de las corrugaciones de la placa. Permite a los platos estar convenientemente instalados a un ángulo mayor a 45°, para facilitar la remoción de sedimentos en un recipiente presurizado, proporcionando un control del potencial de gas presente en el equipo.

Estos dispositivos pueden ubicarse ya sea en recipientes a presión vertical u horizontal. En recipientes horizontales se requiere un menor ángulo de inclinación, dado que la distancia que recorre la partícula de aceite desde el fondo hasta la superficie es menor comparada con un skimmer vertical.

Figura 22. Separador de flujo transversal (CFD)



Fuente: Tomado de Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volume 1

## 7.2 EQUIPOS DE TRATAMIENTO SEPARACIÓN SECUNDARIA

Son equipos que poseen mediana capacidad para procesar grandes cantidades de crudo, no toleran variaciones altas de flujo en la corriente de alimentación.

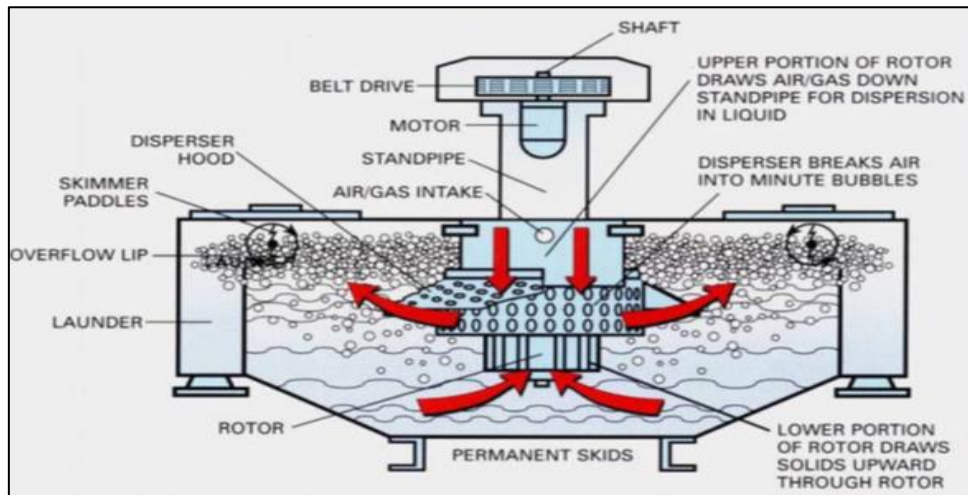
**7.2.1 Separador de flotación por gas inducido (IGF).** La flotación por gas inducido tiene por objeto la remoción de hidrocarburos emulsionados o impurezas que se encuentran en el agua como partículas muy finas, que no pueden separadas por simple decantación natural. El IGF está dividido, típicamente en cuatro celdas de flotación en serie, combinadas con compartimentos de entrada y salida. El agua aceitosa entra por el final de la unidad y pasa secuencialmente por cada una de las cuatro celdas de flotación, mejorando notablemente con la adición de floculantes o sustancias químicas para romper las emulsiones.

Figura 23. Separador de flotación por gas inducido (IGF)



Fuente: Industrias Veolia, Argentina ([www.veoliawatertechnologies.com](http://www.veoliawatertechnologies.com))

Figura 24. Esquema interno de un separador de flotación por gas inducido (IGF)



Fuente: [www.environmental-expert.com](http://www.environmental-expert.com)

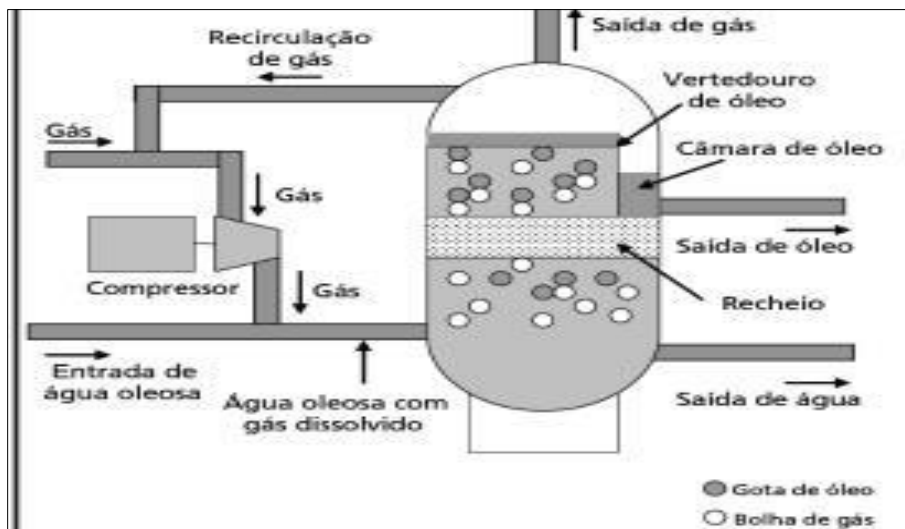
**7.2.2 Separador de flotación por gas disuelto (DGF).** En estas unidades como mecanismo de producción de burbujas se puede utilizar un eductor para saturar el agua residual y una boquilla para inducir las burbujas o en su defecto, un rotor mecánico que agita la corriente de agua en la cámara para facilitar la dispersión de las burbujas. Las burbujas generadas en este tipo de unidades son de mayor tamaño que las generadas en las unidades de flotación tipo gas disuelto, dado que no se encuentran en solución con el fluido y el ascenso de las burbujas a superficie será más rápido, ocasionando así un tiempo de residencia menor.

Figura 25. Separador de flotación por gas disuelto (DGF)



Fuente: Industrias Veolia, Argentina, ([www.veoliawatertechnologies.com](http://www.veoliawatertechnologies.com))

Figura 26. Esquema interno de un separador vertical de flotación por gas disuelto (DGF)



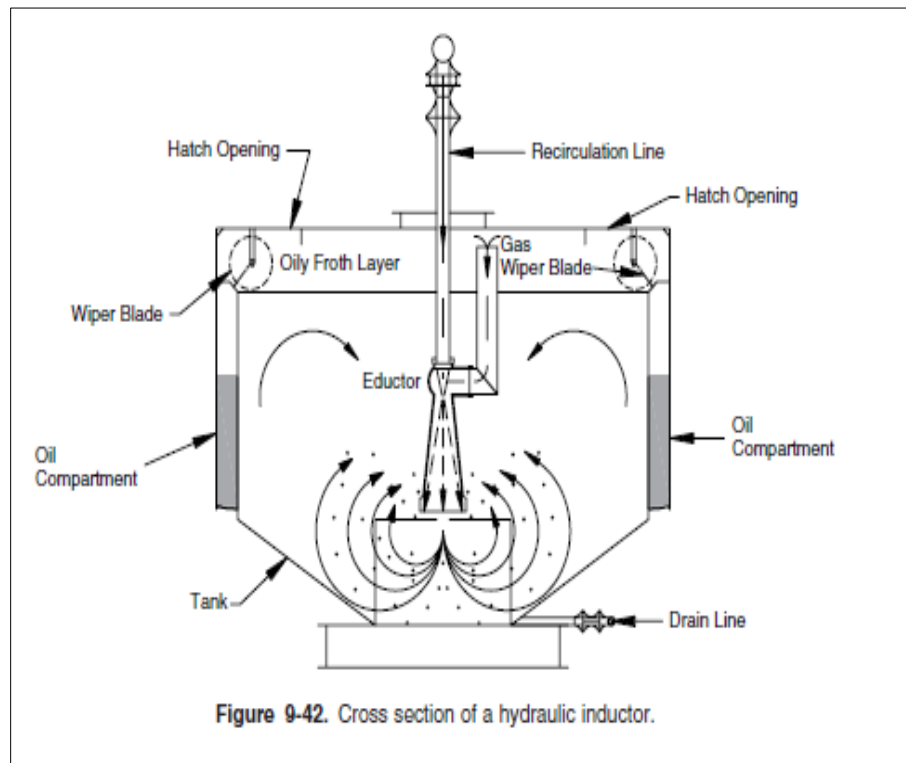
Fuente: Tratamiento de agua, Universidad de Portugal, CST, ([www.ebah.com.br](http://www.ebah.com.br)) Brasil.



parte inferior, produciendo el efecto de flotabilidad obligando a tener un venteo continuo de gas.

- En este caso se tiene un equipo vertical con una sola celda, donde no se tiene una bomba exclusiva para la función de recirculación, sino que se utilizan las bombas de transferencia.

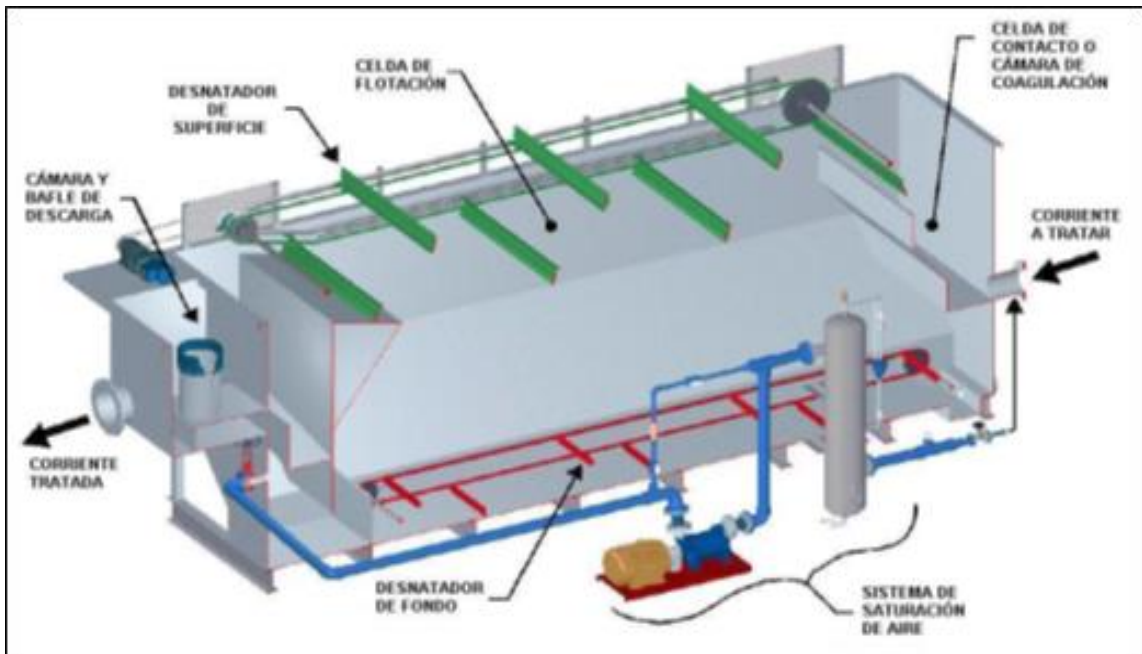
Figura 28. Esquema de unidad de flotación hidráulico por gas inducido (IGF)



Fuente: Jorge Enrique Forero, Agua generalidades y fundamentos de tratamiento, Presentación, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2014

**7.2.3 Separador de flotación por aire disuelto (DAF).** El principio de la flotación por aire disuelto es similar al proceso de inducción por gas, sólo que es utilizado aire como vehículo para generar micro burbujas. El agua al ser tratada se sobresatura de aire a una presión entre 40 y 60 lpcm en un tanque de presurización, durante un período de 2 a 3 minutos.

Figura 29. Componentes de un sistema de flotación por aire disuelto, (FAD)



Fuente: Rethinking Dissolved Air Flotation (DAF), Design for Industrial Pretreatment,

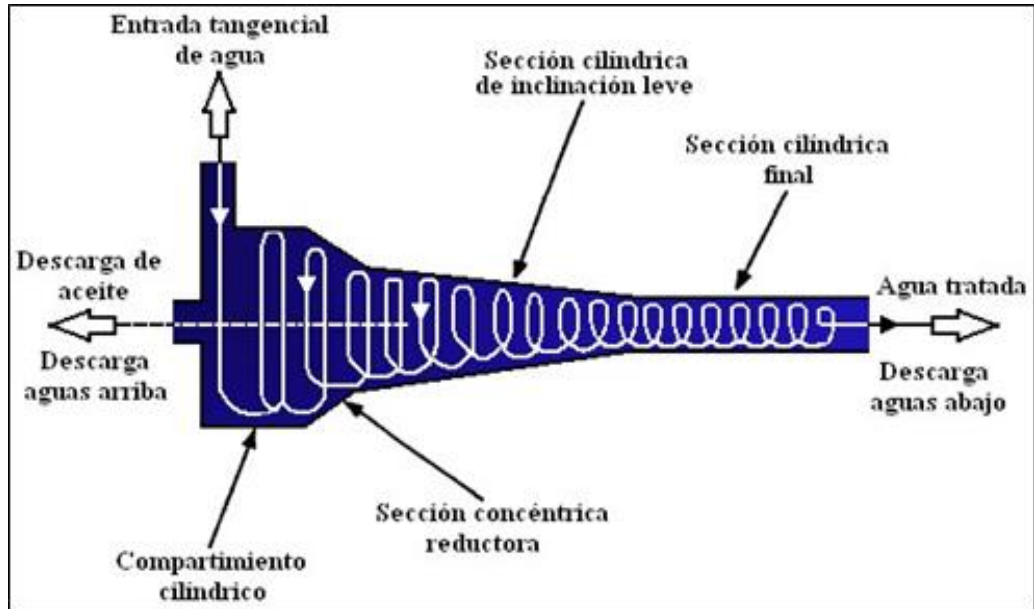
Figura 30. Esquema externo, Unidad de flotación por aire disuelto (DAF)



Fuente: Presentación de Tecnologías Siemens Water, ([www.siemens.com](http://www.siemens.com))

**7.2.4 Hidrociclones.** Consiste en múltiples ciclones agrupados dentro de una carcasa en donde el flujo es distribuido uniformemente; por efecto de fuerzas tangenciales, se aumenta la diferencia sobre la fase acuosa y la capa de crudo, permitiéndose una separación eficiente del crudo y el agua.

Figura 31. Esquema interno de un hidrociclón



Fuente: Adaptado de Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volume 1

Figura 32. Separador tipo Hidrociclón



Fuente: Presentación de Tecnologías Siemens Water, ([www.siemens.com](http://www.siemens.com))

## 7.3 PISCINAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS

Generalmente, son elementos diseñados para el tratamiento secundario del agua residual con el objetivo de proporcionar un tiempo de retención relativamente grande comparado con los demás equipos. Estas se pueden clasificar según su profundidad en:

**7.3.1 Piscina aeróbicas:** Son Lagunas en las cuales los microorganismos oxidan la materia orgánica aprovechando el oxígeno disuelto presente en el agua. La profundidad oscila entre 0,5 y 1 m, permitiendo el paso de la luz solar a través del cuerpo de agua, y así favorecer el crecimiento de algas por acción de la fotosíntesis, las cuales generan grandes cantidades de oxígeno.

**7.3.2 Piscinas anaeróbicas:** Lagunas con profundidades entre 2,0 y 4,0 m, donde los microorganismos toman el oxígeno de sulfatos y nitratos presentes en el agua para producir CO<sub>2</sub>, por lo tanto, este tipo de lagunas permite una alta concentración de contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto a diferencia de las piscinas aeróbicas.

**7.3.3 Piscinas facultativas:** Lagunas con características aeróbicas y anaeróbicas simultáneamente, en las cuales los microorganismos se mantienen en condiciones aeróbicas en superficie y anaeróbicas en el fondo de la piscina. La profundidad oscila entre 1,0 y 2,0 m. Comúnmente, este tipo de piscinas son usadas en la industria petrolera implementando sistemas de aireadores. Las piscinas para el tratamiento de aguas residuales tienen como objeto:

- Preservar de la flora y la fauna al remover el contenido de aceite y otros contaminantes (DBO y DQO) que inciden de forma negativa en el agua receptora.
- Incrementar y/o mantener los niveles de oxígeno disuelto en el agua residual.
- Reducir en la concentración de compuestos aromáticos, fenólicos y metales.

- Estabilizar las condiciones de pH.

**7.3.4 Piscinas de sedimentación.** Se basa en la separación gravitacional, y al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario se encuentran expuestos a la atmósfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> al permitirse la aireación del agua. Además, genera el asentamiento de los sólidos suspendidos e inicia el proceso de oxidación.

Es indispensable el uso de clarificante en estas unidades para la precipitación de sólidos, dependiendo del tamaño y la composición se usa uno u otro compuesto. En la industria petrolera el sulfato de aluminio es conocido como el mejor clarificante.

Aspectos a tener en cuenta en este tipo de piscinas:

- Es necesaria la disponibilidad de grandes extensiones de tierra.
- El ambiente puede influir en su desempeño. Existen elementos que pueden evaporarse o degradarse con el sol e influir positiva o negativamente dependiendo si la concentración del contaminante aumenta o disminuye.
- La lluvia ayuda a la oxigenación.
- La separación por gravedad de grasas y aceites comúnmente no es óptima.
- Cuando la oxigenación no es la adecuada se recomienda el uso de aireadores mecánicos y biofiltros.

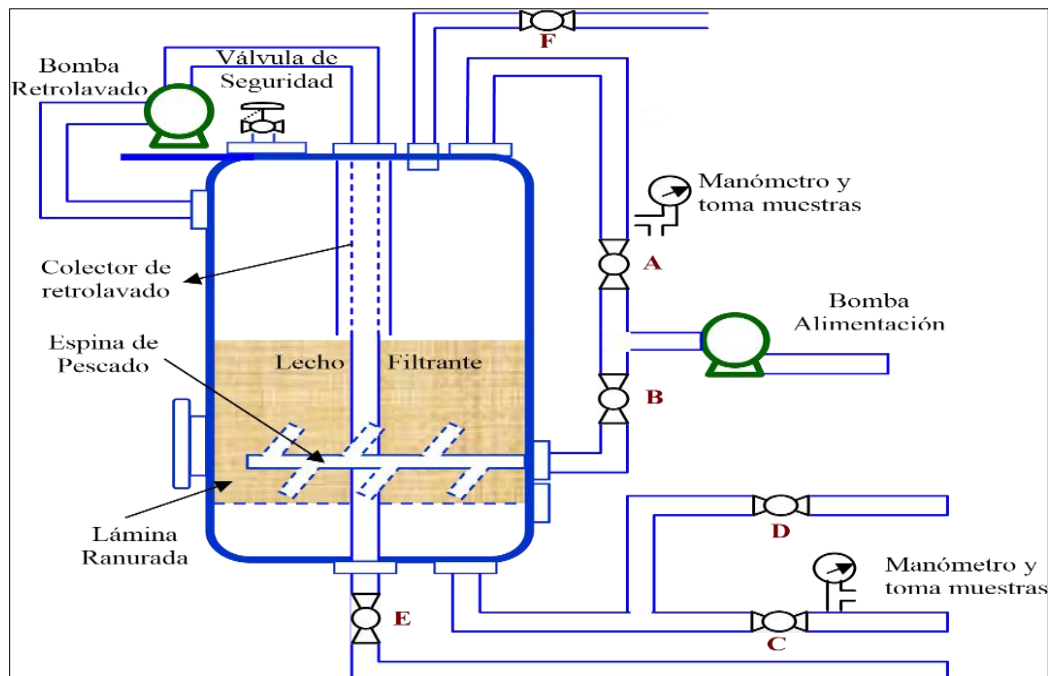
**7.3.5 Piscinas de oxidación.** La optimización de este tipo de unidades se lleva a cabo mediante aireadores, los cuales oxigenan el agua residual permitiendo la reproducción de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, de tal forma que el material resultante poseerá mayor densidad y se depositará, esto implica que se presentará una disminución de la carga orgánica contaminante (DBO, DQO, aceite y fenoles, entre otros). Además, disminuye la temperatura del Agua que va a ser vertida. Útil cuando las concentraciones de materia orgánica son muy altas y la biodegradación no es óptima bajo condiciones normales.

## 7.4 EQUIPOS DE TRATAMIENTO SEPARACIÓN TERCIARIA

Aquellos que cuentan con baja capacidad para procesar grandes cantidades de crudo y variaciones de flujo en la alimentación.

Los filtros son algunos de los equipos que son utilizados en el tratamiento terciario, son equipos que permiten la remoción de hidrocarburos y sólidos en suspensión que no pudieron ser retenidos de los procesos previos. Dichos equipos se basan en el principio de hidrodinámica, adhesión y atracción molecular para atrapar contaminantes.

Figura 33. Esquema de un filtro con lecho filtrante



Fuente: Tomado de New Gas and Oil Company

**7.4.1 Filtros de tierra diatomea:** La tierra diatomea es una sílica extremadamente pura, formada por fósiles de plantas marinas unicelulares. Esta se deposita sobre un tamiz o lienzo; siendo este lecho el que actúa como medio de filtrado. Este filtro opera hasta que la caída de presión a través del mismo alcance un nivel pre establecido, entonces se retro lava desechándose el material filtrado.

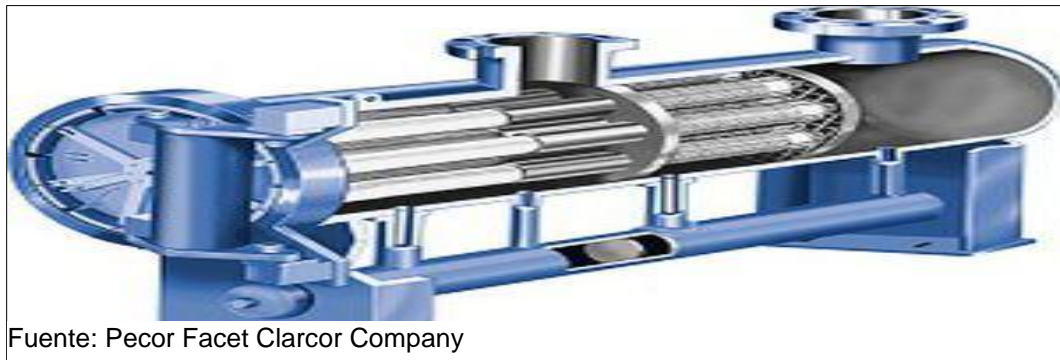
Figura 34. Filtro de tierra diatomea



Fuente: Presentación Tecnologías Siemens Water, e ingeniería Runtzig, Filtración dinámica, [www.iqfsa.com.ar](http://www.iqfsa.com.ar)

**7.4.2 Filtros de cartucho:** Son aquellos que generalmente utilizan cilindros construidos de material poroso tal como papel, metal perforado o sintetizado, piedra o están formados por fibras tejidas de materiales sintéticos tales como: polipropileno, vidrio o celulosa como medio filtrante siendo usados normalmente donde el pre tratamiento ha producido aguas de gran calidad y los volúmenes que se vienen procesando son bajos.

Figura 35. Filtro horizontal de cartuchos



Fuente: Pecor Facet Clarcor Company

**7.4.3 Filtros de cáscara de nuez:** Fueron desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los lechos de arena eran convencionalmente usados, el lecho es de 100% cáscaras de nuez, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración.

Figura 36. Filtros de cáscara de nuez marca Hidromation



Fuente: [www.c-a-m.com/content/pet/index.cfm](http://www.c-a-m.com/content/pet/index.cfm)

**7.4.4 Filtros multi -lecho (MMF):** Estas unidades son similares a los filtros de cáscara de nuez. Están diseñados para remover sólidos y en sistemas de agua de producción pueden remover el 98% de los sólidos de más de 2 micrones de diámetro. Figura 37.

**7.4.5 Filtro pulidor (granate/antracita):** Diseñado para remover hasta más del 98% de las partículas mayores de 2 micrones presentes en el agua de alimentación. Retiene los sólidos más grandes en la capa de antracita y los más finos pasan por esta y quedan en la de granate. Figura 38.

Figura 37. Filtro multilecho MMF



Fuente: Industrias Lennntech

Figura 38. Filtro dual (Granate y antracita)

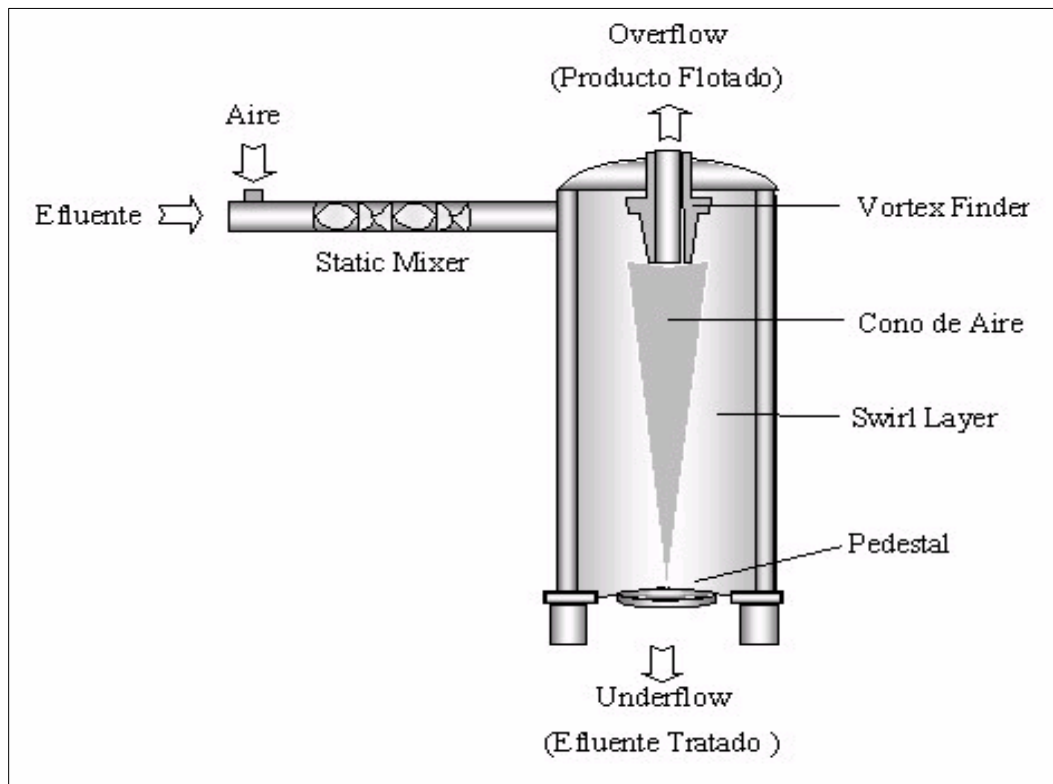


Fuente: Planta Sábalo de Petrobras, Bolivia, [www.bolland.com.ar](http://www.bolland.com.ar)

## 7.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS

**7.5.1 Separador centrífugo.** fue desarrollado en el laboratorio de la Universidad do Río Grande do Sul y emplea el mismo principio de la "nozzle flotation", con la diferencia de que después de la etapa de pasaje forzada por la válvula (en este caso el flujo es horizontal), la solución aireada pasa por un "static mixer" y todo el conjunto alimenta a un separador de forma cilíndrica que posee entrada tangencial, un pedestal para formar el "air core", "underflow", "vortex finder" y "overflow". Las principales variables de diseño son las dimensiones del cilindro y de sus distintas partes, el tipo de contactor ("static mixer") y el sistema de auto aspiración. Entre los parámetros operacionales, se destacan, la presión del fluido dentro del separador centrífugo, la localización del pedestal y el caudal a ser tratado.

Figura 39. Celda de flotación centrífuga LTM



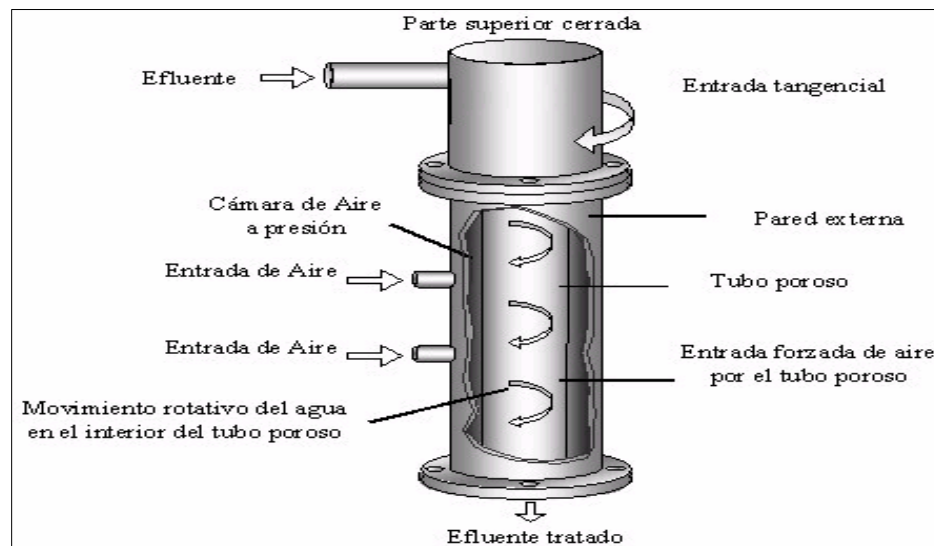
Fuente: Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio, Flotación como proceso de remoción de contaminantes, Nuevas técnicas y equipos

**7.5.2 Flotación de partículas absorbentes, FPA.** La base de este proceso es la selección de un material adsorbente adecuado, o sea, con elevada área superficial y alta reactividad con el elemento contaminante (alta capacidad de adsorción). El mecanismo responsable por el proceso de Flotación, FPA, está compuesto de 4 etapas en nivel macroscópico.

**7.5.3 Flotación de agregados coloidales, FAC.** La base de este proceso es la formación de agregados a partir de la adsorción/coprecipitación de los iones contaminantes en coloides con alta área superficial, baja toxicidad y buenas características de flotación, especialmente con el empleo de micro burbujas generadas in situ, como en el caso de la FAD. La cinética de levitación de las unidades burbujas - partículas puede ser incrementada con la adición de polímeros o hidrofobizantes (colectores).

**7.5.4 Cilindro aireado o cámara de burbujas ("Bubble Chamber").** Este sistema es una variante del Hidrociclón de Miller-ASH ("Air sparger hydrocyclone") sin el "overflow" (desbordamiento) y sirviendo de "contactor" de burbujas y partículas. El ASH y el BC hacen parte de un conjunto de sistemas de flotación centrífuga de alta capacidad que aplica el concepto de separación con burbujas pequeñas en un campo centrífugo. Estos sistemas han sido recientemente utilizados en el área ambiental, en la remoción de tintas de papel (reciclo) y aceites. El sistema BC consta de un contactor y un separador de las fases flotada y agua tratada.

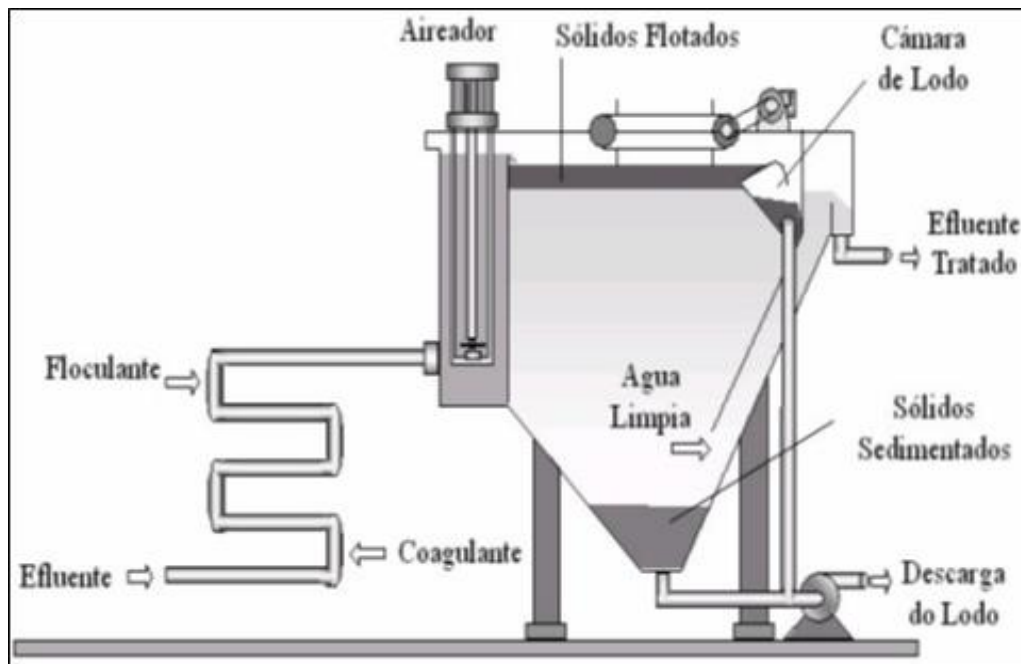
Figura 40. Cilindro aireado o cámara de burbujas (Bubble Chamber), BC



Fuente: Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio, Flotación como proceso de remoción de contaminantes, Nuevas técnicas y equipos.

**7.5.5 Proceso CAF - Cavitation Air Flotation.** En este caso la generación de burbujas ocurre por cavitación del aire directo en la corriente a tratar (succionado) vía a un tubo aireador especial, agitado en alta rotación (este tubo es la base del proceso y está patentado). Actualmente, su mayor uso ha sido en la industria de alimentos.

Figura 41. Proceso CAF-Cavitation Air Flotation

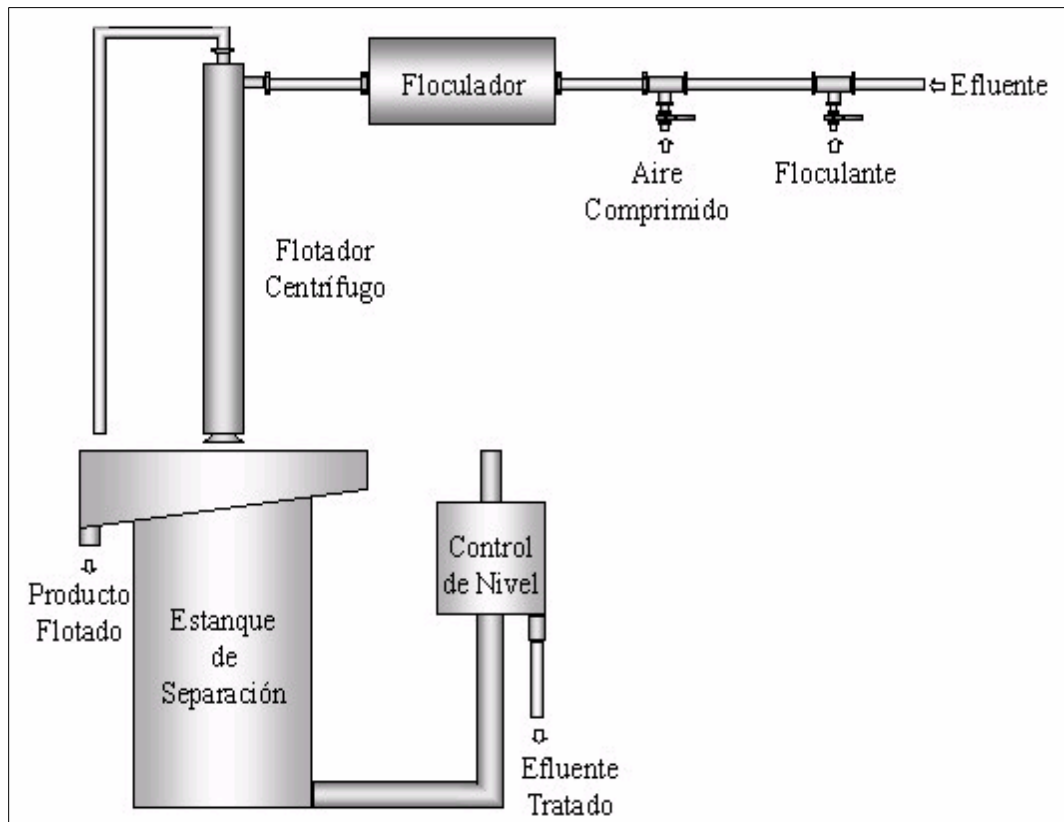


Fuente: Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio, Flotación como proceso de remoción de contaminantes, Nuevas técnicas y equipos

**7.5.6 Flotación JET- Jameson Modificada.** Las celdas de flotación jet convencionales, CFJC, consisten de un tubo de contacto, un tanque de flotación y un controlador de nivel. El tubo de contacto está a su vez formado por un inyector (generador de burbujas) localizado en la parte superior que permite introducir la corriente a tratar en forma de jet, un tubo de descenso ("downcomer"), y en la parte inferior, posee un distribuidor de burbujas o difusor. En estas celdas el proceso de "colección" (colisión - adhesión) y la formación de los agregados gotas de aceite - burbujas de aire, se produce en el tubo de descenso ("Downcomer") y la separación de estos agregados del agua, en el tanque de flotación (separación de las fases). Figura 43. P.76.

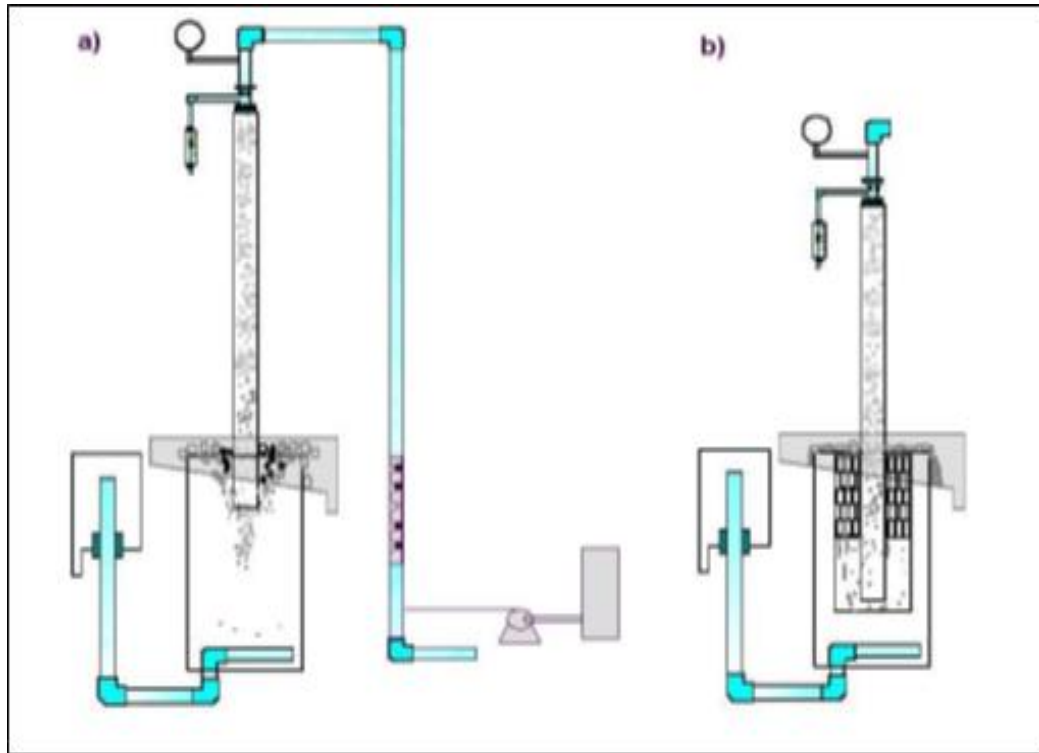
**7.5.7 Celda FF: Floculación – Flotación.** Un nuevo sistema de floculación, ha sido desarrollado en nuestro laboratorio, acoplado a un sistema de flotación centrífugo. La floculación o coalescencia de emulsiones aceite en agua, ocurre en la presencia de aire y en un floculador especialmente diseñado para aumentar la turbulencia. Los flóculos formados se caracterizan por su gran tamaño y baja densidad lo que hace la separación extremadamente rápida. El tiempo de residencia es del orden de segundos lo que hace de FF un equipo de alta capacidad. Este flotador compacto ha sido utilizado en la remoción de aceites y grasas, para el tratamiento y reciclo de aguas de lavado de vehículos y en la remoción de sólidos suspendidos (Rubio 2001).

Figura 42. Sistema (FF), Floculación-Flotación



Fuente: Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio, Flotación como proceso de remoción de contaminantes, Nuevas técnicas y equipos

Figura 43. (a) Celda de flotación Jet convencional (CFJC), y (b) Celda modificada (CFJM)



Fuente: Depuração de águas oleosas por flotação a jato, F. Capponi y J. Rubio.

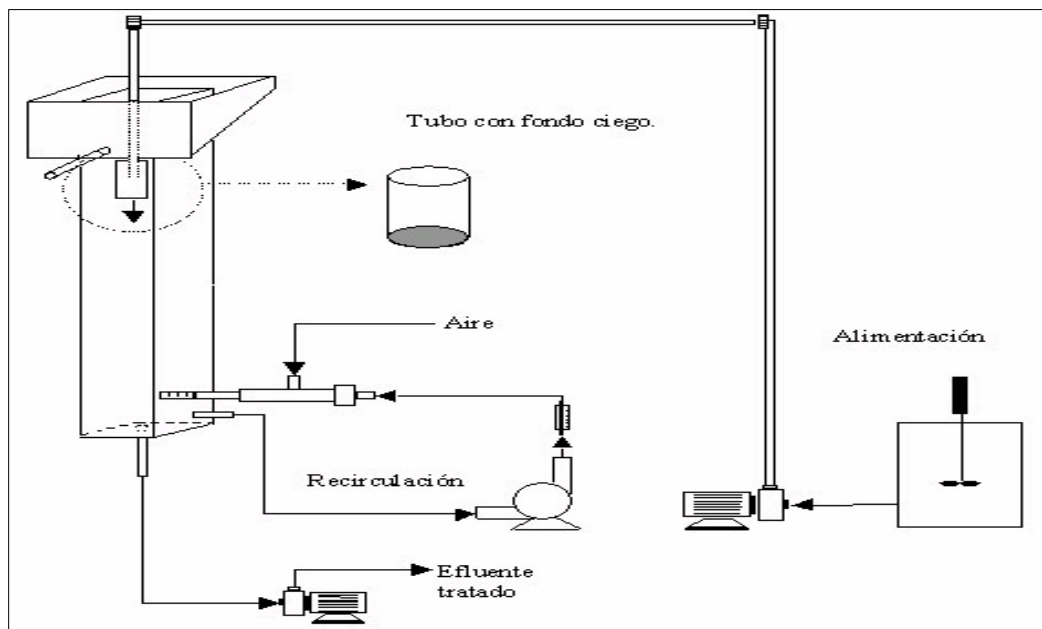
**7.5.8 Flotación columnar.** La celda - columnar se caracteriza por su forma rectangular, cuadrada o redonda con poco diámetro y una gran altura. Prevalece la forma redonda. Es usada comúnmente en la industria metalúrgica. La corriente a tratar entra a unas 2/3 partes de la zona inferior de la celda y se encuentra con una corriente de aire ascendente, el concentrado rebosa por la parte superior, y simultáneamente un spray de agua colocado en la parte superior lava las espumas removiendo la ganga o estéril, que se descarga por la parte inferior. El sistema de inyección de aire es la parte fundamental de la celda y se realiza mediante inyectoros internos o externos que buscan mejorar la producción del enjambre de burbujas y el tamaño de las mismas; así, por ejemplo, se han usado inyectoros cerámicos, tubos perforados, cubiertos con lonas de filtro y últimamente el generador de burbujas desarrollado por el Bureau de Minas de Estados Unidos.

El sistema consiste en la disolución de aire en el agua, alimentados convenientemente a una cámara pequeña que contiene gravas, de preferencia de canto rodado, a presiones que fluctúan entre 60 a 70 psi. También es importante el burbujeador microcel de Process Engineering Resources, Inc., que es un mezclador estático para colocarse fuera de la columna formando microburbujas. Finalmente, podemos mencionar los slam jet sparger de Canadian Process Technologies de regulación automática de gas, que trabajan fuera de la columna y son diseñadas para fácil instalación y mantenimiento en línea.

Las ventajas de este diseño con respecto a las celdas convencionales son menor costo de instalación y operación, menor ocupación de espacio, disminución sustancial del consumo de energía, principalmente porque no tiene sistema de agitación mecánica, fácil automatización y control por computadora y menor consumo de reactivos que las celdas de agitación mecánica.

La celda columnar tipo Microcel fue modificada de tal manera que la alimentación entra junto con la fase espuma para optimizar la separación sólido - líquido. En el reciclo, realizado por bombeo, a través de un venturi o válvula de aguja, el aire es succionado en el tubo interior donde se forman las burbujas, moduladas en su tamaño con la adición de tensoactivos.

Figura 44. Columna de flotación LTM- UFRGS

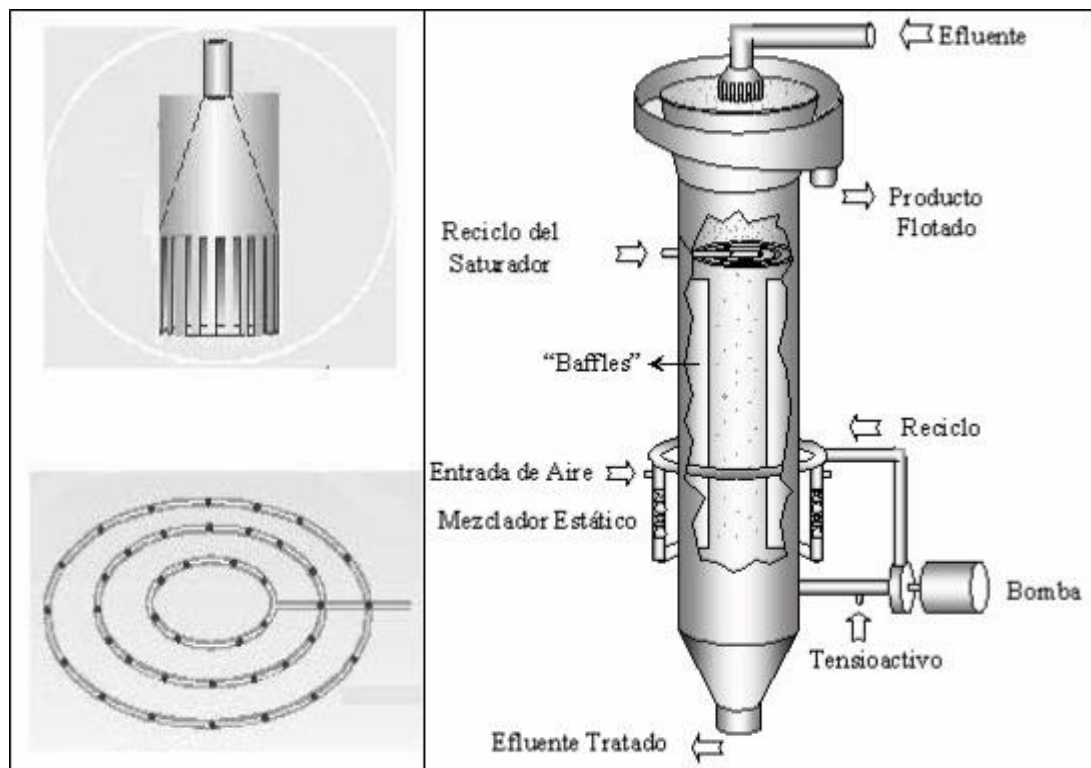


Fuente: Da Rosa, J., M. Santander, M. L. Souza y J. Rubio, Flotación como proceso de remoción de contaminantes, Nuevas técnicas y equipos

**7.5.9 Celda multiburbujas.**<sup>27</sup> Recientemente, reportaron valores de remoción de precipitados coloidales de hierro en una columna que opera con mezclas de burbujas de tamaño mediano (menores que 600  $\mu\text{m}$ ) y microburbujas generadas con el sistema FAD (menores que 100  $\mu\text{m}$ ). Esta celda, llamada de "multiburbujas" presenta una serie de ventajas con relación a la FAD y a la Microcel. Estas ventajas son derivadas de los mayores valores de flujo del área superficial de burbujas disponibles,  $S_b$ , (mejor tasa aire/sólidos) lo que resulta en mejores velocidades (cinética) de separación.

La generación de las burbujas de tamaño medio se logra utilizando un venturi y la de las microburbujas con la técnica de la FAD. Para ello se necesita alto volumen de aire y en especial, para la generación de microburbujas se requiere alta área superficial. Esta técnica no genera destrucción del floculado.

Figura 45. Celda Multiburbujas con mezcla de burbujas medianas y microburbujas



Fuente: UNCONVENTIONAL FLOCCULATION AND FLOTATION TECHNIQUES, J. Rubio.

<sup>27</sup> FÉRIS, L.A. GALLINA, S.C.W. RODRÍGUEZ, R.T. y RUBIO, Jorge. Optimizing Dissolved Air Flotation Design System, Abril 6, 2000.

## **8. MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Los métodos para la disposición del agua asociada a la producción de hidrocarburos son: vertimiento y reinyección, bien sea en operaciones costa afuera(Offshore), o en operaciones en tierra, estos se dividen en mantenimiento de corrientes superficiales, irrigación, mantenimiento de acuíferos, reutilización, reciclaje, mantenimiento de presión, control de material particulado(polvo) , entre otros.

Hace muchas décadas se disponía el agua asociada de la producción de petróleo sin tener en cuenta los efectos sobre el medio ambiente marino, terrestre o del subsuelo, hoy en día se siguen realizando estas descargas de agua con los métodos convencionales pero con un control más severo por parte de las autoridades ambientales. La disposición de las aguas de producción es uno de los temas más discutidos a nivel de la industria petrolera. Por ello existen normas y procedimientos prohibidos o recomendados cualquiera que sea el tipo de operación.

### **8.1 OPERACIONES COSTA AFUERA (Offshore).**

Esta es una práctica común tanto en las plataformas cercanas a la costa como mar adentro. Esta disposición controlada en ambientes marinos costeros comprende principalmente un control del contenido del aceite en agua en el punto de descarga, es de anotar que las descargas que se realizan sin control han llevado a la concentración de metales y aceites pesados en la vida marina y a la contaminación costera. Los efectos letales aparecen muchos años después. A pesar que las normas para la disposición de agua producida ponen límites al contenido de aceite y a los demás contaminantes las agencias reguladoras generalmente especifican un método analítico para la determinación del contenido de éstos.

La toxicidad del agua producida se regula sólo en los Estados Unidos, donde se requiere un permiso del gobierno, el cual limita la toxicidad de las aguas a ser vertidas.

## **8.2 OPERACIONES EN TIERRA**

La disposición del agua producida en arroyos, ríos, lagos de agua dulce, y en el suelo mediante el sistema de zonas de aspersión, riego de vías, ha conducido a la destrucción de estos cuerpos de agua, a la destrucción de peces y especies, a la deploración de los paisajes y a la contaminación de las fuentes freáticas, además dañando los suelos, tornándolos inutilizables, debido a la cantidad de salmuera, los metales pesados y otros componentes que destruyen el medio ambiente. En general este método está prohibido, salvo en casos muy limitados, como cuando el efluente es muy bajo en salinidad.

Las agencias reguladoras generalmente requieren que el agua producida en las operaciones en tierra, se disponga mediante inyección, aunque este proceso también tiene algunas limitadas excepciones. Además de regular la eliminación subterránea, las agencias gubernamentales también regulan el completamiento y la operación de los pozos de disposición.

## **8.3 FORMAS DE REUTILIZACIÓN DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

La escasez de agua cada vez más está impulsando la innovación para recuperar, reusar y reciclar las aguas residuales que hasta ahora eran consideradas un pasivo que debe ser eliminado; pero este ha pasado a convertirse en un recurso valioso que mediante procesos de avanzada llega a niveles de purificación que permiten su reúso en una variedad de aplicaciones en procesos industriales y agrícolas.

Los usos más conocidos del agua asociada al petróleo tenemos:

- **Uso en campo:** se utiliza en fracturamiento hidráulico, inyección de agua, sostenimiento de presión del reservorio, recobro mejorado, y utilización de vapor en fondo y superficie, todas estas operaciones encaminadas para mejorar las operaciones de producción. Estos procesos requieren de miles de barriles de agua.
- **Refrigeración y electricidad:** se reutiliza el agua de producción para cubrir los volúmenes de agua faltante en una planta de energía, debido a que las centrales eléctricas se abastecen de agua dulce para su refrigeración y para

compensar el agua perdida por evaporación, por lo que las fuentes de aguas convencionales y subterráneas ya no son suficientes para el abastecimiento.

- Uso para el control de material particulado, hielo, nieve: en países donde hay presencia de nieve el agua de producción es utilizada para derretirla debilitando la unión entre la nieve el hielo y el pavimento. En Colombia se utiliza para el control del material particulado (polvo) en las vías del área de influencia de los campos petroleros. Esta práctica suele ser controlada para que no se aplique más allá de los límites establecidos dentro de las zonas de amortiguamiento alrededor de vegetación arroyos o cuerpos de agua, generalmente el riego en vías se realiza bajo la concertación con las comunidades del área de influencia de los campos petroleros a salvedad de no causar daños en terrenos o semovientes cercanos a las vías. Esta práctica se realiza mediante carro tanques.
- Control de incendios: se utiliza en las zonas donde las condiciones de sequía son especialmente vulnerables y los recursos hídricos en superficie y subterráneos son limitados o no están disponibles para combatir el fuego, esta práctica tiene una desventaja y es que al utilizar volúmenes grandes de agua salada asociada, puede afectar el suelo.
- Uso agrícola y pecuario: se utiliza para el riego de hierbas de pastoreo y especies vegetales en donde las lluvias naturales son escasas.
- Riego subterráneo: el riego subterráneo utiliza una red de tuberías enterradas con una serie de goteros para aplicar el agua de producción.
- Riego de vida silvestre y hábitat: los embalses son una fuente de agua para la vida silvestre y ofrecen hábitat para peces y aves, un embalse al cual se mantiene el nivel con agua de producción es el lago Custer en Estados Unidos.

## 9. REINYECCIÓN EN POZOS

Uno de los métodos para ser amigable con el medio ambiente es retornar las aguas producidas a su lugar de origen por medio del método de la re-inyección a pozos disposal. Figura 46, 47. P. 84, cuyo principal fin es el de almacenar el agua producida en un acuífero. La re-inyección es una manera de evitar impacto ambiental en las aguas superficiales.

La primera operación conocida de inyección de agua, fue efectuada hace más de 100 años en el área de Pithole City al oeste de Pensilvania, sin embargo esta técnica no fue muy usada hasta la década del año 1940<sup>28</sup>.

Muchas de la operadoras que adoptan por el sistema de pozos disposal para la re-inyección del agua de formación, reacondicionan pozos que dejaron de ser económicamente productivos o que fueron abandonados por que sufrieron algún daño mecánico y otras operadoras perforan pozos nuevos en los acuíferos del yacimiento.

### 9.1 TIPOS DE INYECCIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes: inyección periférica externa e inyección en arreglos o dispersa.

**9.1.1 Inyección periférica o externa:** Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo. Este método de reinyección puede darse en dos escenarios:

---

<sup>28</sup> ECOPEL: Disposición de agua de producción mediante la re-inyección a pozos disposal. [En línea]. Colombia: Ecopetrol, 2014. [10-Mayo-2015]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=8RJzwnk5dFM>

**9.1.1.1 Inyección por el espacio anular del pozo.** (Entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción) es lo mismo que inyección en pozo poco somero o poco profundo pues el fluido se dirige a la primera zona permeable debajo de la primera tubería de revestimiento, es de tener en cuenta que la cementación de la primera tubería no es la adecuada para la disposición de agua, teniendo en cuenta factores de tiempo de perforado el pozo, desgaste de la tubería, etc.

**9.1.1.2 Reinyección de las aguas producidas.** También llamado método de confinamiento en yacimientos no productivos es la única manera de evitar impactos en los cuerpos de agua superficiales causados por la alta salinidad, alta temperatura, y alto contenido de metales de estas aguas descargadas; de igual manera el depositar las aguas de producción al subsuelo, se debe aplicar los mismos lineamientos normativos de vertimiento conocidos para no causar contaminación en los acuíferos y en el sistema de inyección por obstrucción, corrosión o la formación de escamas. Sistema convencional para reinyección de aguas. Figuras 46 a 49. P.84 a 85.

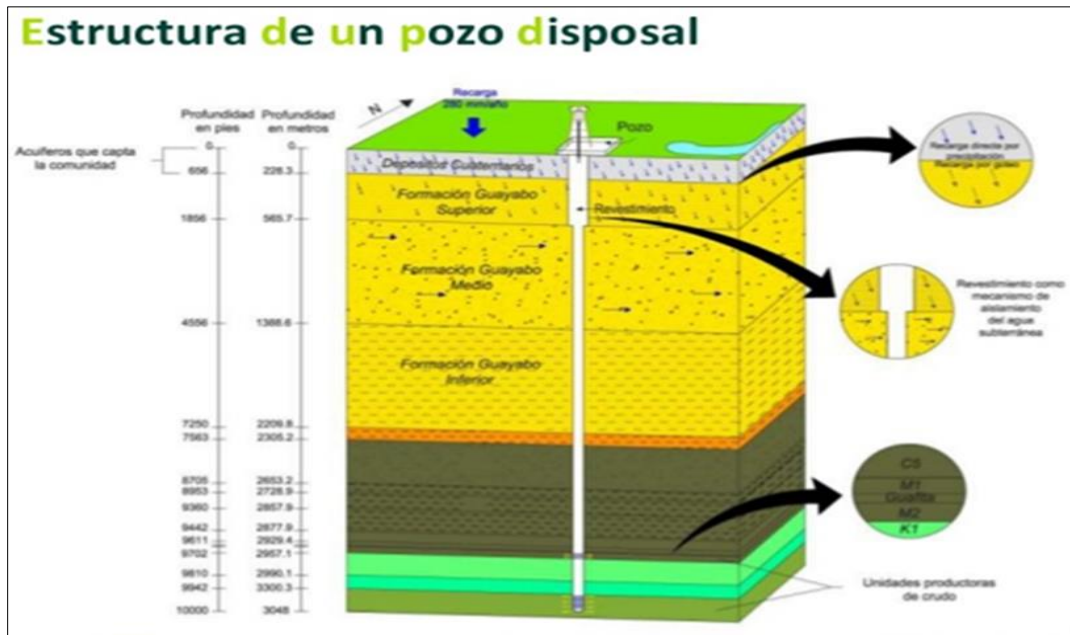
En la actualidad no se conoce mucho acerca del seguimiento o métodos de verificación de los acuíferos para ver si han tenido alteraciones físicas o químicas durante la disposición.

**9.1.2 Inyección en arreglos o dispersa.** El agua se inyecta en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Se le conoce con el nombre de inyección interna (recuperación secundaria) Es usado en yacimientos con poca inclinación y con un área extensa.

En la actualidad no se conoce mucho acerca del seguimiento o métodos de verificación de los acuíferos para ver si han tenido alteraciones físicas o químicas durante la disposición.

**9.1.2.1 Recuperación secundaria.** Cuando se agota la energía propia de los yacimientos petrolíferos, se disminuye consecutivamente la producción de los hidrocarburos hasta ser incosteable o poco atractiva. Entonces, es necesario inyectar al yacimiento un fluido (agua de producción) que le proporcione energía adicional al yacimiento aumentando la producción y la recuperación final. A esta forma de explotar los yacimientos, proporcionándoles energía después de

Figura 46. Estructura de un pozo disposal



Fuente: Ecopetrol, Disponible en internet:  
<https://www.youtube.com/watch?v=8RJznwk5dFM>

Figura 47. Facilidades y equipos de reinyección en un pozo disposal



Fuente: Dennis Danilo Daza, New Granada Energy, Reinyección pozo disposal Leona B4, Campo Leona, Modificado el autor, 2015



Fuente: E- Tech International, Plus Petrol Ecuador, Reinyección pozos Dorissa 11

## 10. NORMATIVIDAD VIGENTE SOBRE VERTIMIENTOS

Con el nuevo Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, decreto 1076 de Mayo 26 de 2015, la legislación ambiental colombiana ha dado un paso importante ajustando la normatividad ambiental vigente, a la cual no se le realizaban reformas sustanciales desde hace muchos años. Con el nuevo “Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, el cual es una compilación de normas”<sup>29</sup>, un poco más ajustadas a la realidad ambiental del momento, se aplica un poco más de rigor en el cumplimiento de la normatividad ambiental a las empresas petroleras que realizan el vertimiento del agua asociada a la producción de manera más responsable y ecológica.

En el capítulo 6, Sector Actividades de Hidrocarburos, y en su artículo 11, de la resolución 0631 de Marzo 17 de 2015 del Ministerio del Medio Ambiente, se establece una tabla con los parámetros a monitorear en vertimientos relacionados con la industria petrolera: “Parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas – ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados)”<sup>30</sup>.

La presente resolución en su “parágrafo 1, hace mención que en los casos que el vertimiento se destine para consumo humano, doméstico, y pecuario, la concentración hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) deberá ser menor o igual a 0,01 mg/L”<sup>31</sup>. Por otra parte en el “parágrafo 2, se menciona que para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos (YNCH), no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos de retorno a los cuerpos de aguas superficiales, salvo el Ministerio cuente con la información técnica para establecer parámetros máximos permisibles”<sup>32</sup>.

---

<sup>29</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DE DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 1076 (26, Mayo, 2015). Por medio del cual se expide el Decreto único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2015. 653 p.

<sup>30</sup> Ibid., Resolución 0639. 62 p.

<sup>31</sup> Ibid., p. 13.

<sup>32</sup> Ibid., p. 14.

A continuación los valores de los parámetros fisicoquímicos permisibles para poder realizar vertimiento a cuerpos de aguas superficiales y reinyección.

Tabla 3. Condiciones mínimas de los parámetros fisicoquímicos para vertimiento en el sector de hidrocarburos

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN UPSTREAM	PRODUCCIÓN UPSTREAM	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN DOWNSTREAM	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO MIDSTREAM
<b>Generales</b>						
pH	Unidades de pH	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O <sub>2</sub>	400,00	180,00	400,00	180,00	180,00
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)	mg/L O <sub>2</sub>	200,00	60,00	200,00	60,00	60,00
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grasas y Aceites	mg/L	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Fenoles	mg/L	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
<b>Hidrocarburos</b>						
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
<b>Compuestos de fósforo</b>						
Fósforo Total (P)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Ortofosfatos (P-PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> )	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
<b>Compuestos de Nitrógeno</b>						
Nitratos (N-NO <sub>3</sub> )	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Amoniacal (N-NH <sub>3</sub> )	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,00	10,00	10,00 ó 40,00 sí en el proceso de refino se incluyen actividades de hidrogenación	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
<b>Iones</b>						
Cianuro Total (CN)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cloruros (Cl)	mg/L	1.200,00	1.200,00	500,00	250,00	250,00
Fluoruros (F)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	mg/L	300,00	300,00	500,00	250,00	250,00
Sulfuros (S <sup>2-</sup> )	mg/L	1,00	1,00	1,00		

Fuente: Tomado de la resolución 0631, Art 11, Marzo 17 de 2015

Tabla 4. Otros parámetros fisicoquímicos para vertimiento en el sector de hidrocarburos

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN UPSTREAM	PRODUCCIÓN UPSTREAM	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN DOWNSTREAM	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO MIDSTREAM
<b>Metales y Metaloides</b>						
Arsénico (As)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Cinc (Zn)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Cobre (Cu)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cromo (Cr)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Hierro (Fe)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01	0,01	0,01		
Níquel (Ni)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Plomo(Pb)	mg/L	0,20	0,20	0,10		
Selenio (Se)	mg/L	0,20	0,20	0,20		
Vanadio (V)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
<b>Otros Parámetros para Análisis y Reporte</b>						
Acidez Total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Cálctica	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Color (Real Medidas de absorvancia a las siguientes longitudes de onda:436 nm, 525 nm y 620 nm)	m <sup>-1</sup>	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

Fuente: Tomado de la resolución 0631, Art 11, Marzo 17 de 2015

## 11. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN CAMPO CABIONA

La caracterización del agua producida en campo, constituye un factor fundamental para implementar equipos de tratamiento secundario y para la reinyección en pozo disposal, tal como es el objetivo de esta investigación.

Para efectos de este proyecto se realiza la recolección de datos de los pozos el componente agua de formación, el %BS&W, cloruros etc. La información se compila de reportes e informes de New Granada Energy, de Lipesa, y de información llevada a través del tiempo por el ejecutante de este proyecto en calidad de supervisor de producción del campo.

Se compila la siguiente información para tener en cuenta para la implementación de los equipos propuestos: Tablas 7, 8 y 9, Páginas 91 a 93.

- API del crudo Campo Cabiona.
- Barriles totales de fluido BFPD.
- Barriles totales de agua BWPD
- Porcentaje de BSW del campo.
- Barriles totales de aceite BOPD.
- Parámetros físicos y químicos del agua del campo.

Actualmente el tratamiento químico del campo está a cargo de la empresa Lipesa S.A.

La dosificación de químicos se da en tres puntos del campo:

- Locación Cabiona 7 E, donde se encuentran los pozos Cabiona 7 E y 7KH y el pozo Cabiona 7W, cerrado actualmente por baja productividad. En esta locación se cuenta con un set de inyección de rompedor y de inhibidor de

asfáltenos inyectados en la línea colectora y la línea de prueba que va hacia los tanques de prueba que se encuentran en la locación Cabiona 7B.

- Locación Cabiona 7 B, donde se encuentran los pozos Cabiona 7 A, 7B, y 7D, aquí se inyectan rompedor de emulsiones, y antiespumante, en esta locación se cuenta con un set de inyección para los tanques de prueba y para la línea colectora que va hacia la estación Cabiona.
- Estación Cabiona, en la estación se inyecta rompedor de emulsiones y rompedor inverso, para el tratamiento de aguas se utilizan floculantes y clarificador. A continuación los productos y dosificación:

Tabla 5. Productos químicos y su dosificación, Tratamiento de crudo, Campo Cabiona

TRATAMIENTO CRUDO				
PRODUCTO	ROMPEDOR DIRECTO L-1260 GPD	DISPERSANTE DE ASFALTENOS L-562 GPD	ANTIESPUMANTE L-400C GPD	ROMPEDOR INVERSO L-1639 GPD
Locación Cabiona 7 B	10,8	11,5	4,5	
Locación Cabiona 7 E	3	6,5		
ESTACION CABIONA				
Entrada GB 1Y 2	5			1,2
Salida GB 1 Y 2				
<b>TOTAL:</b>	<b>18,8</b>	<b>18,0</b>	<b>4,5</b>	<b>1,2</b>

Fuente: Informe de tratamiento químico del crudo, Campo Cabiona

Tabla 6. Productos químicos y su dosificación, Tratamiento de agua, Campo Cabiona

TRATAMIENTO AGUA				
PRODUCTO	INHIBIDOR DE	FLOCULANTE	ROMPEDOR	CLARIFICANTE
	INCRUSTACIONES	1564 GPD	INVERSO	AC-005 GPD
	L-185 GPD		1639 GPD	
Entrada Skim Tank 1 y 2			2,6	
Salida Skim Tank 1 y 2	8		1,8	
Salida Catch Tank 1				6
Salida Catch Tank 2		35		27.5
Salida Catch Tank 3	4			
<b>TOTAL:</b>	<b>12</b>	<b>35</b>	<b>4,4</b>	<b>33,5</b>

Fuente: Informe de tratamiento químico, ARI, Campo Cabiona

Tabla 7. Parámetros físicos y químicos tomados en aguas de producción, vertimiento final hacia la zona de aspersion. Campo Cabiona

FECHA	ENTRADA PISCINAS						
	0/W	Tss	°C	Cond	pH	Tds	O2
01-abr-15	0,69	5,00	47,60	1200,00	8,10	590,00	5,00
02-abr-15	1,01	8,00	39,70	1250,00	8,10	620,00	5,00
03-abr-15	1,21	11,00	43,70	1270,00	8,20	630,00	5,00
04-abr-15	1,35	15,00	43,60	1270,00	8,20	630,00	5,00
05-abr-15	1,21	14,00	44,80	1300,00	8,30	650,00	5,00
06-abr-15	1,52	16,00	44,20	1290,00	8,20	650,00	5,00
07-abr-15	1,63	18,00	44,80	1300,00	8,30	650,00	5,00
08-abr-15	1,80	23,00	46,70	1320,00	8,40	660,00	5,00
09-abr-15	1,60	33,00	46,40	1310,00	8,40	620,00	5,00
10-abr-15	1,20	28,00	45,40	1330,00	8,50	640,00	5,00
<b>PROMEDIO</b>	<b>1,32</b>	<b>17,10</b>	<b>44,69</b>	<b>1284,00</b>	<b>8,27</b>	<b>634,00</b>	<b>5,00</b>

Fuente: Reporte tratamiento químico. New Granada Energy, Daily report,

Tabla 8. Parámetros físicos y químicos tomados en aguas de producción, Campo Cabiona

FECHA	ZONA ASPERSIÓN						
	0/W	Tss	°C	Cond	pH	Tds	O2
01-abr-15	0,86	7,00	38,40	1260,00	8,20	620,00	5,00
02-abr-15	0,47	6,00	37,60	1310,00	8,20	650,00	5,00
03-abr-15	0,52	8,00	40,53	1260,00	8,20	630,00	5,00
04-abr-15	0,88	7,00	39,50	1260,00	8,20	630,00	5,00
05-abr-15	1,36	10,00	39,90	1280,00	8,30	640,00	5,00
06-abr-15	0,59	5,00	38,20	1280,00	8,30	640,00	5,00
07-abr-15	0,79	8,00	38,80	1260,00	8,20	630,00	5,00
08-abr-15	1,20	19,00	39,10	1320,00	8,50	650,00	5,00
09-abr-15	1,10	16,00	39,90	1310,00	8,50	600,00	5,00
10-abr-15	0,92	14,00	39,50	1300,00	8,40	630,00	5,00
PROMEDIO	<b>0,87</b>	<b>10,00</b>	<b>39,14</b>	<b>1284,00</b>	<b>8,30</b>	<b>632,00</b>	<b>5,00</b>

FECHA	ZONA ASPERSIÓN							
	DUREZA TOTAL (ppm)	DUREZA CÁLCICA (ppm)	DUREZA MEGNÉSICA (ppm)	ALK. TOTAL (ppm)	Fe TOTAL (ppm)	Ba (ppm)	SO4 (ppm)	Cl (ppm)
01-abr-15	30,00	20,00	10,00	420,00	0,07	9,00	2,00	138,00
02-abr-15								
03-abr-15	42,00	25,00	17,00	295,00	0,11	5,00	6,00	139,90
04-abr-15								
05-abr-15	36,10	19,80	16,30	392,00	0,07	8,00	1,00	142,28
06-abr-15								
07-abr-15	32,00	16,00	16,00	416,00	0,12	10,00	2,00	125,00
08-abr-15								
09-abr-15								
10-abr-15	42,00	25,00	17,00	295,00	0,11	5,00	6,00	139,90
PROMEDIO	<b>36,42</b>	<b>21,16</b>	<b>15,26</b>	<b>363,60</b>	<b>0,10</b>	<b>7,40</b>	<b>3,40</b>	<b>137,02</b>

FECHA	SALIDA G8-03		SALIDA G8-04		SALIDA SK-03		SALIDA SK-04		TRADA CATCH TANK	
	0/W	Tss	0/W	Tss	0/W	Tss	0/W	Tss	0/W	Tss
01-abr-15	1140,00	1840,00	1220,00	1760,00	412,70	1320,00	450,70	1280,00	153,10	1010,00
02-abr-15	1200,00	1830,00	1240,00	1910,00	444,82	1300,00	454,82	1360,00	156,94	1040,00
03-abr-15	1210,00	1850,00	1290,00	1890,00	460,23	1310,00	466,23	1370,00	154,41	1060,00
04-abr-15	1180,00	1820,00	1230,00	1760,00	451,82	1320,00	453,84	1380,00	151,73	1020,00
05-abr-15	1230,00	1870,00	1290,00	1790,00	479,72	1340,00	489,72	1420,00	162,38	1060,00
06-abr-15	1200,00	1800,00	1280,00	1820,00	444,33	1300,00	452,33	1340,00	132,66	1030,00
07-abr-15	1160,00	1710,00	1200,00	1810,00	385,69	1230,00	393,69	1310,00	127,97	989,00
08-abr-15	1224,00	1814,00	1256,00	1734,00	456,00	1310,00	415,00	1406,00	172,00	1112,00
09-abr-15	1186,00	1758,00	1233,00	1822,00	422,00	1268,00	404,00	1376,00	165,00	1094,00
10-abr-15	1217,00	1796,00	1238,00	1664,00	402,00	1356,00	396,00	1398,00	186,00	1062,00
PROMEDIO	<b>1194,70</b>	<b>1808,80</b>	<b>1247,70</b>	<b>1736,00</b>	<b>435,93</b>	<b>1305,40</b>	<b>437,63</b>	<b>1364,00</b>	<b>156,22</b>	<b>1047,70</b>

Fuente: Reporte tratamiento químico. New Granada Energy, Daily report,

Tabla 9. Datos en cabeza de pozo, Campo Cabiona

FECHA	CBN 7A						CBN 7B					
	BTFPD	BOPD	BSW%	API@60°F	BVPO	CI	BTFPD	BOPD	BSW%	API@60°F	BVPO	CI
01-abr-15	2483,82	129,82	94,77	16,50	2354,00	140,00	4581,06	600,06	86,90	16,50	3981,00	136,00
02-abr-15	2497,90	129,90	94,80	16,50	2368,00	140,00	4974,39	598,39	87,97	16,50	4376,00	136,00
03-abr-15	2212,02	130,02	94,12	16,50	2082,00	140,00	4891,78	598,78	87,76	16,50	4299,00	136,00
04-abr-15	2562,91	129,91	94,93	16,50	2433,00	140,00	4626,31	599,31	87,05	16,50	4027,00	136,00
05-abr-15	2169,00	130,00	94,01	16,50	2039,00	140,00	4829,83	598,83	87,60	16,50	4231,00	136,00
06-abr-15	2602,32	131,32	94,95	16,50	2471,00	130,00	4622,23	599,23	87,04	16,50	4023,00	136,00
07-abr-15	2602,88	129,83	95,01	16,50	2473,00	130,00	4696,33	605,33	87,11	16,50	4091,00	132,00
08-abr-15	2435,22	131,22	94,61	16,50	2304,00	130,00	4884,44	598,44	87,75	16,50	4286,00	132,00
09-abr-15	2013,04	131,04	93,49	16,50	1882,00	130,00	4756,86	604,86	87,28	16,50	4152,00	132,00
10-abr-15	2221,15	130,15	94,14	16,50	2091,00	130,00	4657,04	604,04	87,08	16,50	4053,00	132,00
PROMEDIO	2380,02	130,32	94,48	16,50	2249,70	135,00	4752,03	600,73	87,35	16,50	4151,30	134,40

FECHA	CBN 7D					FECHA	CBN 7E					
	BTFPD	BOPD	BSW%	API@60°F	BVPO		BTFPD	BOPD	BSW%	API@60°F	BVPO	CI
01-abr-15	965,41	53,41	94,47	16,50	912,00	01-abr-15	654,24	45,24	93,08	16,50	609,00	144,00
02-abr-15	1046,26	53,26	94,91	16,50	993,00	02-abr-15	653,11	45,11	93,09	16,50	608,00	144,00
03-abr-15	882,30	53,30	93,96	16,50	829,00	03-abr-15	652,14	45,14	93,08	16,50	607,00	144,00
04-abr-15	877,34	53,34	93,92	16,50	824,00	04-abr-15	619,18	45,18	92,71	16,50	574,00	144,00
05-abr-15	923,30	53,30	94,23	16,50	870,00	05-abr-15	646,14	45,14	93,02	16,50	601,00	144,00
06-abr-15	795,34	53,34	93,29	16,50	742,00	06-abr-15	647,17	45,17	93,03	16,50	602,00	144,00
07-abr-15	877,88	53,88	93,86	16,50	824,00	07-abr-15	628,63	45,63	92,74	16,50	583,00	138,00
08-abr-15	949,27	53,27	94,39	16,50	896,00	08-abr-15	639,11	45,11	93,16	16,50	614,00	138,00
09-abr-15	981,84	53,84	94,52	16,50	928,00	09-abr-15	636,60	45,60	92,83	16,50	590,00	138,00
10-abr-15	1039,77	53,77	94,83	16,50	986,00	10-abr-15	589,54	45,54	92,27	16,50	544,00	138,00
PROMEDIO	933,87	53,47	94,24	16,50	880,40	PROMEDIO	638,49	45,29	92,90	16,50	593,20	141,60

FECHA	CBN 7KH					
	BTFPD	BOPD	BSW%	API@60°F	BVPO	CI
01-abr-15	4426,87	174,87	96,05	16,50	4252,00	140,00
02-abr-15	3945,39	174,39	95,58	16,50	3771,00	140,00
03-abr-15	3965,50	174,50	95,60	16,50	3791,00	140,00
04-abr-15	3930,65	174,65	95,56	16,50	3756,00	140,00
05-abr-15	4352,52	174,52	95,99	16,50	4178,00	140,00
06-abr-15	4072,63	174,63	95,71	16,50	3898,00	140,00
07-abr-15	4510,41	176,41	96,09	16,50	4334,00	135,00
08-abr-15	4114,40	174,40	95,76	16,50	3940,00	135,00
09-abr-15	4540,27	176,27	96,12	16,50	4364,00	135,00
10-abr-15	3938,08	176,03	95,53	16,50	3762,00	135,00
PROMEDIO	4179,67	175,07	95,80	16,50	4004,60	138,00

Fuente: Tomado de Daily Production, New Granada Energy, Campo Cabiona, 2015,

## **12. DESARROLLO DE LAS PROPUESTAS PARA EL CAMPO CABIONA**

La solución planteada a la problemática expuesta en este proyecto está enfocada a dos factores: la capacidad de tratamiento de las aguas de producción y su disposición final, a continuación se enunciará el análisis de la solución, para cada propuesta.

### **12.1 PROPUESTA 1: MEJORAMIENTO Y CAMBIO DE EQUIPOS**

- Ampliación de la capacidad de procesamiento con nuevos equipos (Catchtank).
- Mejoramiento y reacondicionamiento de líneas del proceso a mayor diámetro.
- Cambio de bombas centrifugas de mayor capacidad de caudal.
- Instalación de filtros en el sistema de proceso.
- Mejoramiento de equipos y contenedores en el sistema de inyección de químicos clarificantes.
- Mejoramiento del sistema de inyección de químicos del tratamiento de aguas.
- Acondicionamiento de flautas de aspersion para las 2 piscinas de enfriamiento.
- Acondicionamiento del terreno de la zona de aspersion, para que haya una buena filtración del agua.

El cambio de las facilidades de tratamiento, tanques (catch tank) es necesario debido a que estos equipos se les han realizado muchas reparaciones en las láminas que componen el cuerpo de este tanque atmosférico y es posible que en cualquier momento se pueda colapsar y generar un accidente fatal, a continuación una presentación de los equipos a modificar. Figuras 50 y 51, P.96. Además se requiere aumentar la capacidad de tratamiento para volúmenes acorde a la proyección del campo.

El actual tratamiento de las aguas de producción se realiza en 2 skim tank de 500 bls cada uno, 3 catchtank con capacidad nominal de 130 bls cada uno y con capacidad operativa de 110 bls cada uno (330 bls en total), también se cuenta con 4 fractanks, 2 son para retención del agua, uno para recibir la carga de flocs del sistema donde se realiza la deshidratación, y un cuarto fractank para almacenar los flocs de donde se cargan en tracto camión para ser llevados a disposición final.

Se propone, ubicar nuevos equipos catch tank con la siguiente filosofía de operación:

Se aumentaría la capacidad de tratamiento al ubicar 6 nuevos tanques atmosféricos así: uno con capacidad operativa de 300 bls que es donde se inicia la etapa de recuperación del aceite y 4 más con capacidad operativa de 220 bls cada uno. Total capacidad operativa: (1210 bls).

Catch tank 1: Este equipo. Figura 56, P.100 contará con dos secciones, la primera sección contará con platinas deflectoras para facilitar la recuperación del aceite de la corriente que viene de los gunbarrel, tendrá un bolsillo de rebose, y el aceite rebosará a la actual caja de aceite, (tanque sumidero). Figura 57, P.100, la cual tiene una capacidad de 60 bls, posteriormente el aceite se transferirá a los gunbarrel o a los tanques que poseen calentamiento con serpentín de vapor (tanques verticales con capacidad de 450 bls cada uno) para realizar un lavado y evitar contaminar el sistema.

En la segunda sección pasará el agua ya libre de aceite, la remoción será mayor, se da inicio en esta sección a la primera parte del tratamiento donde se aplicará los productos químicos para la floculación. Los flocs rebosarán por un bolsillo, y pasarán a un sistema de geocontenedores para su deshidratación la cual debe ser mayor al 85%, las aguas de este proceso retornaran de nuevo al sistema de tratamiento; los dos fractanks existentes se utilizaran como respaldo para cargar el agua con tracto camiones hacia las piscinas, en caso de una contingencia en el tratamiento.

Catch tank 2,3 y 4: Figura 57, P.100. En estos equipos se continuará con el proceso de recirculación del agua con flautas de aspersion para garantizar una buena homogenización de los floculantes y clarificantes y ayudar al enfriamiento, los lodos o flocs resultantes en esta parte del tratamiento que deberán ser muy pocos, también serán dirigidos a tratamiento en geocontenedores de flocs o lechos de secado.

Catch tank 5: Figura 58, P.101, este equipo recibirá la corriente de agua de los catch tank 2 y 3 y en él se dará reposo para luego ser enviada el agua a un sexto catch tank ubicado en las piscinas de enfriamiento. Este equipo contará con dos bombas de 20 HP, y con dos filtros de cartucho de 5 micras ubicados en la descarga. Las bombas serán utilizadas para enviar el agua a los dos fractanks de relevo, los cuales serán utilizados como medida de choque en caso que falle algún equipo del sistema de tratamiento, se cargará el agua en tracto camiones para disponer directamente a las piscinas de enfriamiento, también estos equipos

estarán conectados a la línea de descarga que va a las piscinas, lo cual aumentaría aún más la capacidad de tratamiento.

Catch tank 6: Figura 59, P.101, este equipo se ubicará en las piscinas de enfriamiento y su finalidad es para verificar el estado del agua antes de disponerla en las piscinas, aquí se instalarán dos filtros de cartucho de 5 micras. No se cuenta como equipo que se suma en el proceso inicial de tratamiento.

Piscinas de enfriamiento: Tienen una capacidad de 4900 bls cada una, constantemente hay que realizar limpiezas debido a la contaminación por lodos y aceite debido al deficiente tratamiento del efluente. Figura 52, P.98, estas piscinas no poseen un sistema para recircular el agua y enfriarla rápidamente antes de disponerla a la zona de aspersión. Se propone instalar flautas de enfriamiento alrededor de estas piscinas e instalación de bombas de 20 HP para recircular el agua. Figura 60, P.102.

Zona de aspersión: New Granada Energy cuenta con permiso para realizar vertimiento por aspersión según el Plan de Manejo Ambiental (PMA), también en época de verano se permite realizar riego en vías del área de influencia del campo, este riego se realiza por solicitud de las comunidades para controlar el material particulado volátil ocasionado por el tránsito de los tracto camiones que sacan el petróleo de la estación Cabiona.

Para seguir haciendo vertimiento por aspersión, se debe realizar un arado a las 2,3 hectáreas para remover todo el material solidificado ocasionado por el paso de los flocs o lodos a raíz del deficiente tratamiento del efluente, lo cual ha causado una capa de impermeabilidad al suelo. Figuras 53 y 54, P.98 a 99, es de tener en cuenta que el terreno es bastante filtrante, pero en época de invierno se complica el vertimiento porque el nivel freático se encuentra a 50 cms de la capa superficial lo cual agrava más la situación de contaminación a los acuíferos superficiales.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) realizado por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) al Área de Desarrollo Cabiona, encontró que los terrenos aledaños a la estación y más exactamente en el área de la zona de aspersión presentan un relieve plano con pendientes entre 0 y 3% con encharcamientos superficiales asociados a lluvias de reacción fuertemente ácida y con alta toxicidad por aluminio, esto agregado al problema de sólidos y residuos químicos producto del tratamiento del efluente está ocasionando cambio en las características fisicoquímicas y biológicas del suelo, alteración del patrón de drenaje superficial, alteración de la disponibilidad del recurso(acuíferos),y alteración del lecho de cauces por sedimentación o socavación.

Figura 48. Deterioro de los catch tank de tratamiento ARI, Campo Cabiona



Figura 49. Continuas reparaciones a catch tank, Campo Cabiona



Figura 50. Contaminación de piscinas de enfriamiento con lodos y aceite, Campo Cabiona



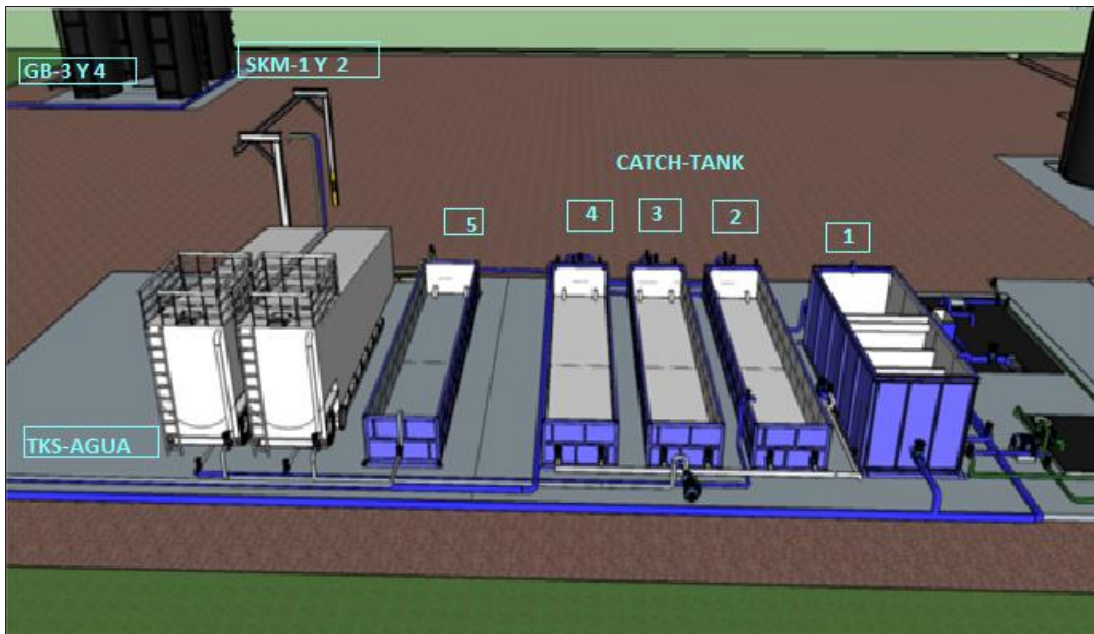
Figura 51. Contaminación del suelo en zona de aspersión, Campo Cabiona



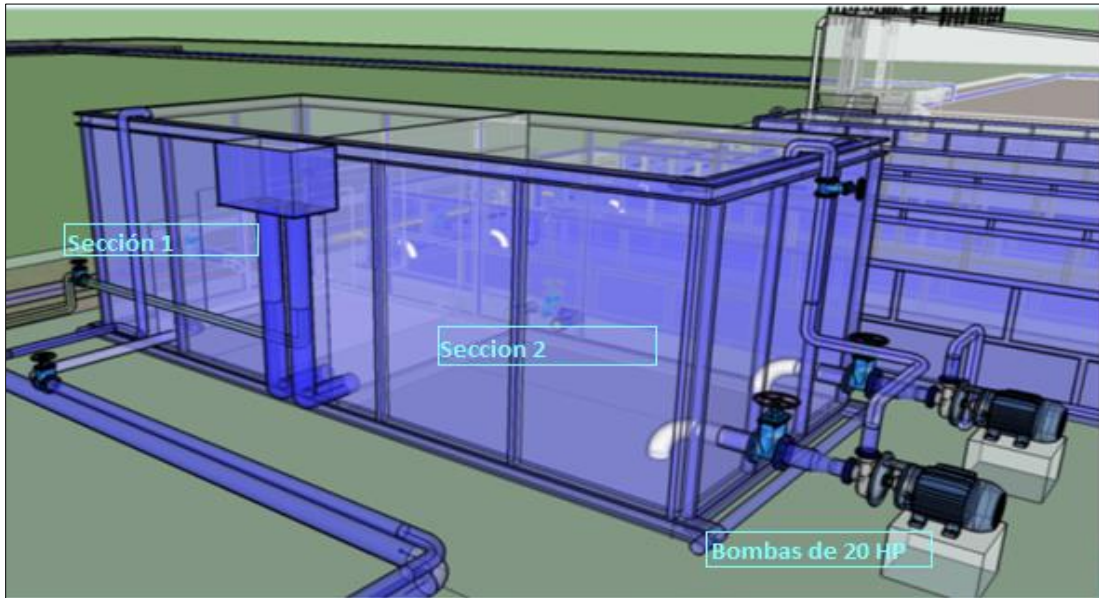
Figura 52. Vegetación en zona de aspersion contaminada, Campo Cabiona



Figura 53. Panorámica de nuevas facilidades para el Campo Cabiona, Propuesta 1

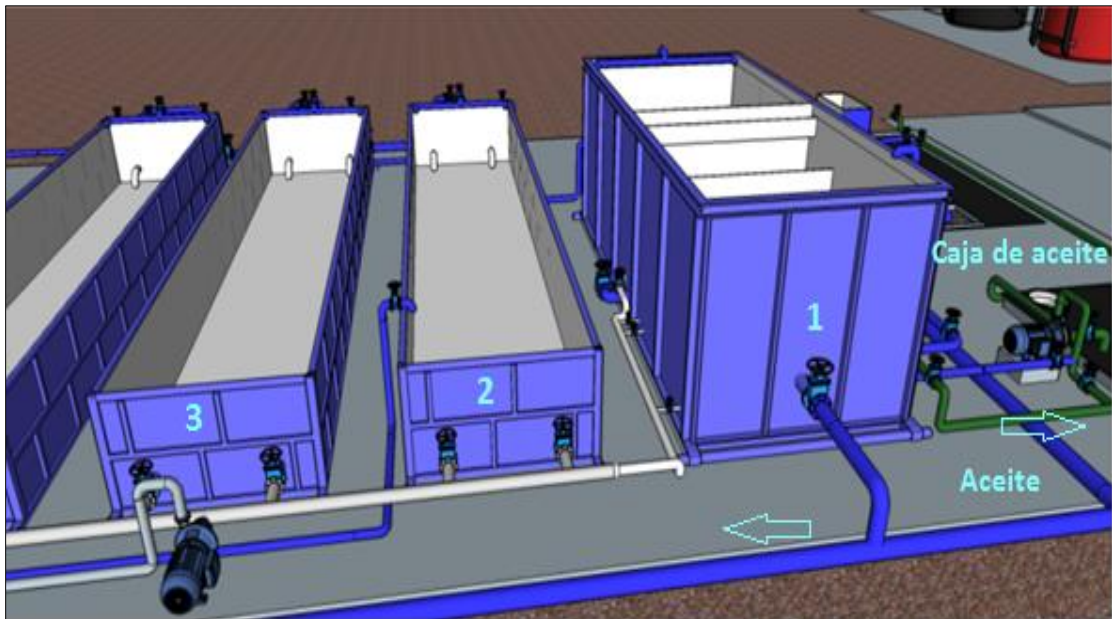


Fuente: Vianey Monroy Amaro, Remodelación facilidades Cabiona, realizado en programa Sketchup 8,



Fuente: Vianey Monroy Amaro, Remodelación facilidades Cabiona, Realizado en programa Sketchup 8,

Figura 54. Catch tank 2-3-4, para la floculación y remoción de flocs, Propuesta 1, Campo Cabiona

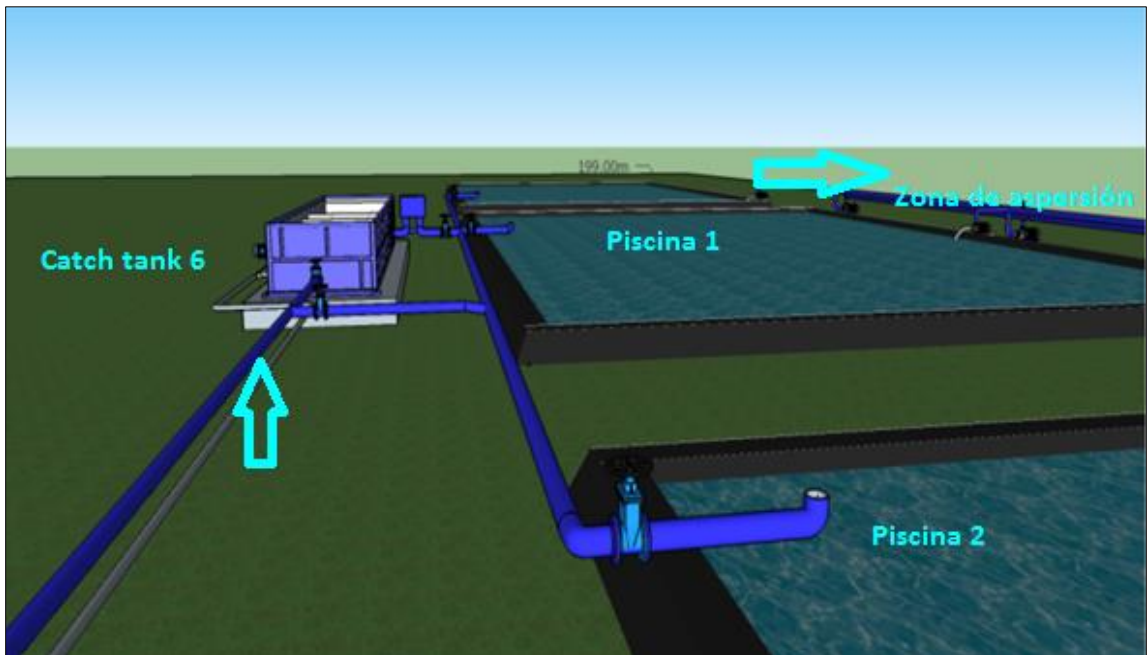


Fuente: Vianey Monroy Amaro, Remodelación facilidades Cabiona, Realizado en programa Sketchup 8,

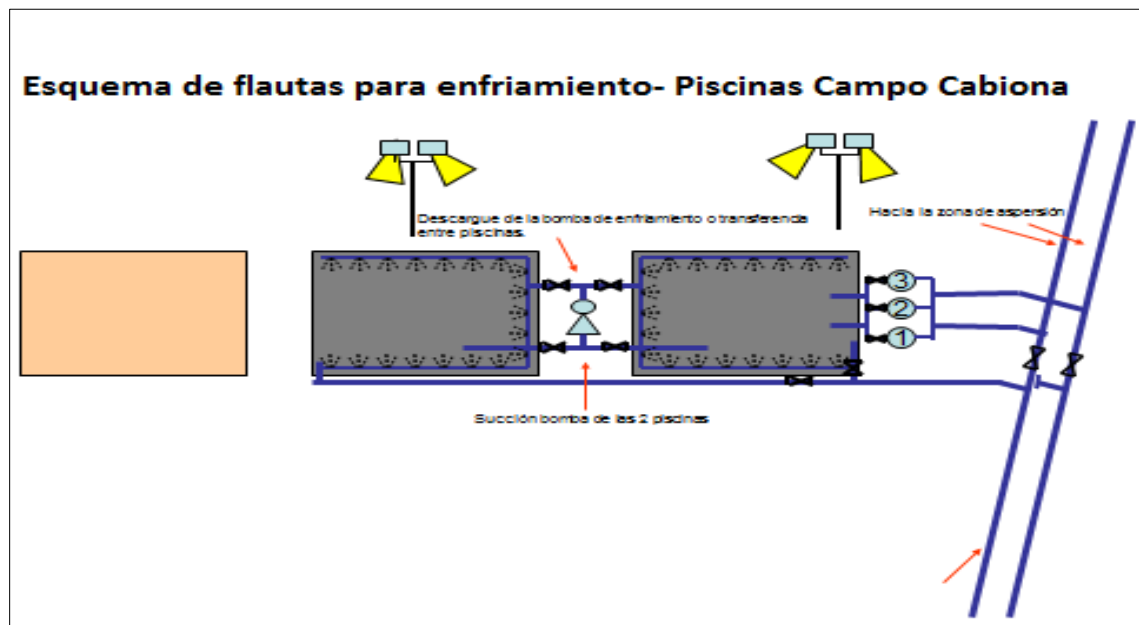


Fuente: Vianey Monroy Amaro, Remodelación facilidades Cabiona, Realizado en programa Sketchup 8,

Figura 55. Catch tank 6 para el control final de sólidos, Propuesta 1, Campo Cabiona



Fuente: Vianey Monroy Amaro, Remodelación facilidades Cabiona, Realizado en programa Sketchup 8,



### 12.1.1 Análisis de la solución

En esta propuesta 1, se lograría solucionar el problema de capacidad de tratamiento, pues pasaría de 330 bls a 1210 bls. Tabla 11,P.101, mejorando sustancialmente el tiempo para la floculación y clarificación del efluente así como también el tiempo de residencia de este, garantizando así el enfriamiento del agua y la remoción de los sólidos. Se reducirían las estadísticas de accidentabilidad y de derrames, debido a que el número de tratamientos por hora sería reducido a más del 75%, se causaría un menor impacto al medio ambiente y un menor impacto en el entorno social aledaño a las fincas.

### 12.1.2 Factibilidad operacional

En el actual tratamiento el catch tank 1, sólo se utiliza para la remoción de aceite, el catch tank 2 sólo se utiliza para la floculación y clarificación, el equipo 3 sólo para un poco reposo y recolección de los flocs que alcanzan a flocular. A continuación se explica el comparativo los barriles de agua a tratar por día en cada caso:

11.900 BWPD / 24 horas = 496 BWPH

496 BWPH /110 bls Catchtank 2 = 108 Tratamientos x día = 54 Tratamientos x turno

= 5 Tratamientos x hora

En la propuesta 1, se utilizarían 2 catch tank para la floculación y clarificación (440 bls en total) casi la producción de agua hora del campo, lo cual garantiza hacer una buena homogenización de los productos químicos, para una buena floculación y remoción. Es de tener en cuenta que una floculación se puede dar en 20 minutos, y los restantes 40 minutos serían para el reposo y recolección de los sólidos, en los equipos 4 y 5 se complementa el reposo y enfriamiento, para garantizar una mejoría en la calidad de las aguas tratadas.

11.900 BWPD / 24 horas = 496 BWPH

496 BWPH /440 bls C.tank 2 y 3 = 27 Tratamientos x día = 14 Tratamientos x turno

= 1 Tratamiento x hora.

Tabla 10. Comparación de los equipos actuales y los propuestos, Campo Cabiona

TRATAMIENTO ACTUAL			TRATAMIENTO PROPUESTA 1		
Equipos	Capacidad bls	Finalidad	Equipos	Capacidad bls	Finalidad
Catch tank 1	110	Remoción de aceite y borras aceitosas	Catch tank 1	330 bls, con 2 secciones de 150 bls cada una	Remoción de aceite en la sección 1 y floculación inicial en la sección 2 (Recolección de borras aceitosas). El efluente pasa a Catchtank 2
Catch tank 2	110	Floculación y remoción de sólidos	Catch tank 2	220	Floculación - clarificación y remoción de borras
Catch tank 3	110	Poco reposo y a piscinas	Catch tank 3	220	Floculación - clarificación y remoción de sólidos finos
Tanque australiano 1	150	Poco reposo y a piscinas	Catch tank 4	220	Reposo y remoción de sólidos finos y a piscinas
Tanque australiano 2	150	Poco reposo y a piscinas	Catch tank 5	220	Reposo y enfriamiento y a piscinas

Para concluir se garantizará una mayor capacidad en el volumen a manejar y una mejora del tratamiento del efluente; pero se seguiría con la problemática del vertimiento en la zona de aspersión, que para efectos del objetivo de este proyecto no es aconsejable.

## **12.2 PROPUESTA 2: IMPLEMENTACIÓN DE UNA UNIDAD DAF Y DISPOSICIÓN A POZO DISPOSAL**

### **12.2.1 Implementación de una unidad de flotación por aire disuelto DAF**

El campo Cabiona, es un campo que siempre ha utilizado un tratamiento básico primario para el agua de producción, y a pesar de la solución para la propuesta 1, donde se evidencia el aumento de la capacidad de tratamiento de 330 bls a 1210 bls, al instalar nuevos tanques atmosféricos (catchtank) y realizar mejoras sustanciales en los equipos que conforman esta fase, se hace necesario implementar el tratamiento secundario con una unidad de flotación por aire disuelto (DAF) para garantizar un efluente de buena calidad con condiciones físico-químicas óptimas para poder dar paso a la segunda fase de esta propuesta la cual es la reinyección en pozo disposal, en este caso disponer al pozo Cabiona 8 A.

**12.2.1.1 Breve reseña de la solución.** Como se menciona en la sección 2.1(Antecedentes del campo) En el año 2012 New Granada Energy Corporation da inicio a una jornada de incremento de producción en todos sus campos (Dorotea, Leona, Cabiona y Garzas Doradas) ajustando la frecuencia de los pozos y ver el real potencial de cada campo.

En el caso de campo Cabiona, sólo se pudo ejecutar el programa en el pozo Cabiona 7 B, el cual en su momento presentaba BSW de 76% y representaba incremento en la producción de aceite, a los pozos restantes no se pudo ejecutar este programa debido a las limitaciones de capacidad y proceso.

Mediante informe se propone a New Granada Energy la necesidad de una solución al manejo del volumen de agua de producción debido a que los equipos de tratamiento son deficientes en capacidad y proceso y que el depletamiento de los pozos era evidente y además la perforación de nuevos pozos según programa para el año 2014.

Para el año 2013, New Granada Energy, contrata a la empresa Tecca, compañía experta en el manejo de unidades para el tratamiento de aguas para que inicie con los estudios para implementar unidades de tratamiento secundario en los campos Dorotea, Leona, Garzas Doradas y Cabiona y es así que para Julio de 2013 se inician los primeros estudios en campo Cabiona para implementar una unidad de tratamiento con capacidad para procesar más de 20.000 bls.

Para inicios del año 2014, el oferente Tecca, inicia con la instalación de unidades integradas o plantas de tratamiento para los campos Dorotea y Leona. Las propuestas ejecutadas para estos dos campos incluyeron un paquete de tratamiento integrado que reúne las 3 etapas para el tratamiento del agua asociada (etapa primaria, secundaria y etapa terciaria de tratamiento). Para la etapa primaria incluyó un separador de placas corrugadas (CPI), para la segunda etapa una unidad de flotación por aire disuelto (DAF), y para la etapa 3, un sistema de filtración con filtros de cartucho.

La implementación de una planta de tratamiento para Cabiona no se llevó a feliz término por razones desconocidas, pero es de anotar que la propuesta del oferente se realizó en una etapa inicial con pruebas en campo y con una propuesta técnico-económica.

**12.2.1.2 Pruebas realizadas por el oferente Tecca.** En Las pruebas de campo, se realizó la caracterización y tratabilidad del agua generada, se realizaron las pruebas con el agua de purga de los skim tank 1 y 2, y de los tanques australianos (tanques atmosféricos), también se caracterizó el agua producida de los 5 pozos (muestras tomadas en cabeza de pozo).

Las aguas tratadas se filtraron a través de un papel filtro Whatman Ref. Ashless 40.

Como se puede apreciar, Tabla 13, con el tratamiento químico se remueve todo el material suspendido y el hierro que sale de la purga de las unidades, estos parámetros son viables para alimentar el agua a un sistema de tratamiento terciario.

Quedaron pendientes los análisis de Cloruros, TDS, sílice, Grasas y Aceites y metales pesados tales como el cobre.

Se debe anotar que se realizó el análisis de Zinc y marcó 0.00 ppm Zn, para el agua tratada. El cobre se analizó, pero en la marcha presentó interferencia debido a la dureza.

Se aprecia que el lodo tiende a flotar. Figura 67 y 68, Página 108, lo cual indica la conveniencia de un sistema DAF para la remoción de material suspendido.

Las pruebas de tratabilidad incluyeron la aplicación de los siguientes productos químicos:

Tabla 11. Productos utilizados en prueba Campo Cabiona

Producto	Dosis (w/v)
SP-701	260 ppm
Peróxido de Hidrógeno	20 ppm
SP-7009 A	4 ppm

Fuente: Tecca, Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013

Los resultados obtenidos en cada agua tratada se muestran a continuación:

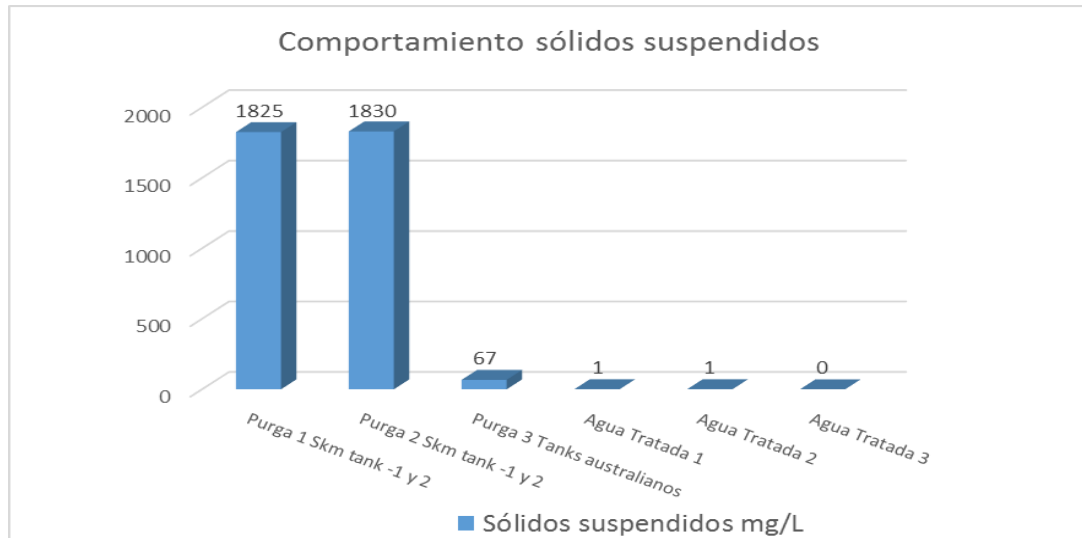
Tabla 12. Resultados de muestras de aguas ARI, Campo Cabiona

Parámetro	Und	Punto de muestreo					
		Purga 1 Skm tank -1 y 2	Purga 2 Skm tank -1 y 2	Purga 3 Tanks australianos	Agua Tratada 1	Agua Tratada 2	Agua Tratada 3
pH	Und	8.20	8.25	8.40	8.05	8.10	8.20
Temperatura	° C	82	82	41	80	80	78
Alcalinidad Total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	416	412	430	410	420	410
Dureza	mg/L CaCO <sub>3</sub>	30	25	23	25	30	30
Sólidos suspendidos	mg/L	1825	1830	67	1	1	0
Turbidéz	NTU	400	400	50	5	2	1
Hierro	mg/L Fe	9.95	9.90	0.54	0.02	0.01	0.01
Color	Esc. PtCo	995	998	100	18	0	0

Fuente: Tecca, Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013

A continuación las gráficas donde se evidencia el comportamiento de algunos parámetros durante el tratamiento de prueba:

Figura 56. Gráfica comportamiento sólidos en ARI, Pruebas, Campo Cabiona

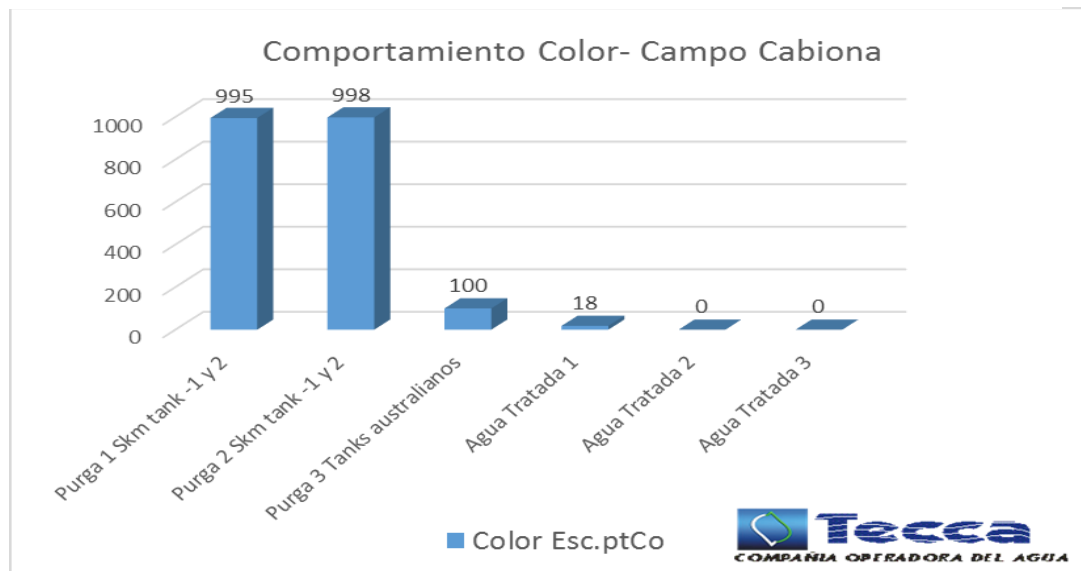


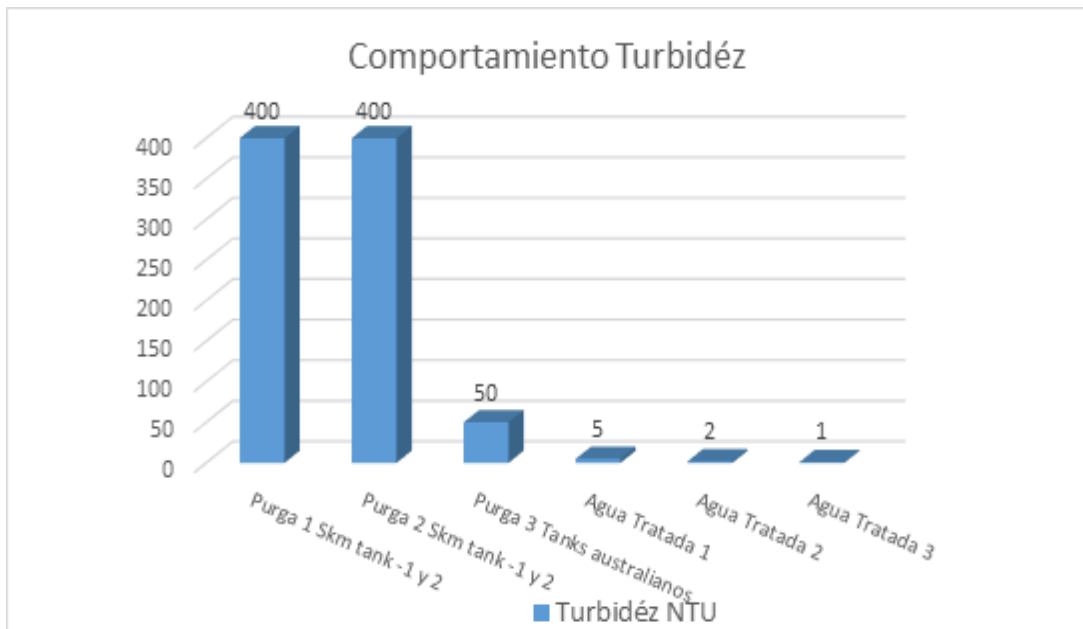
Fuente: Tecca, Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013

Figura 57. Gráfica comportamiento de la turbidez en ARI, Pruebas Campo Cabiona

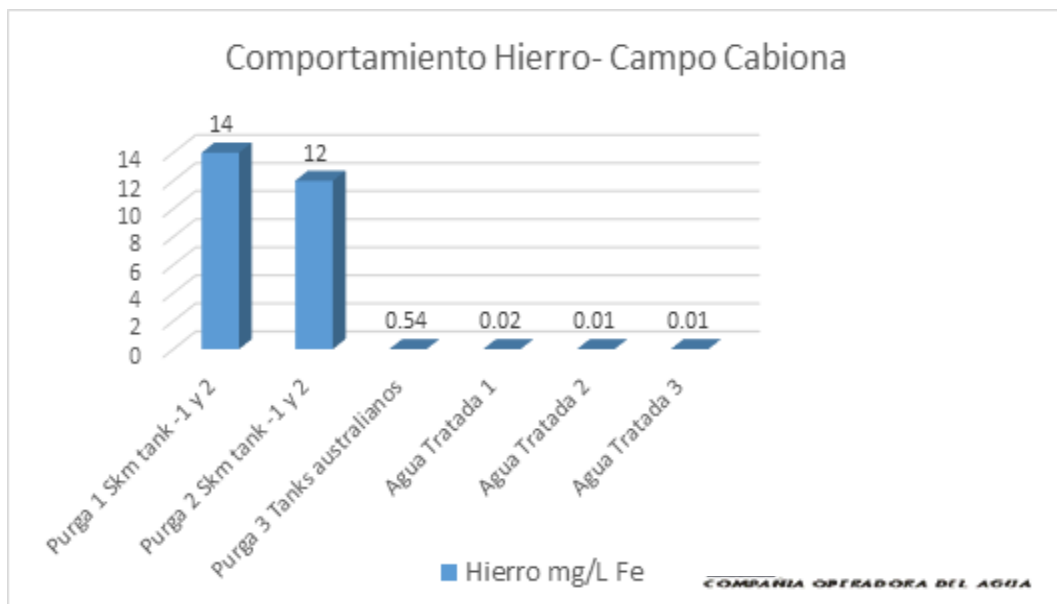
Fuente: Tecca, Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013

Figura 58. Comportamiento del color en ARI, Pruebas Campo Cabiona





Fuente: Tecca, Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013



Fuente: Tecca, Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013

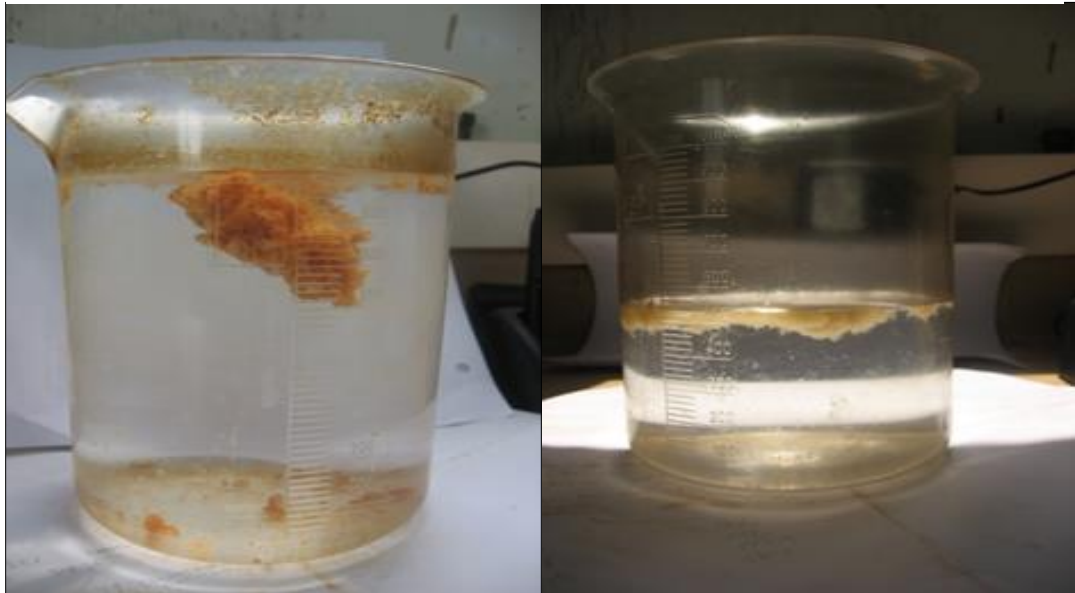
El aspecto de las aguas tratadas se aprecia a continuación:

Figura 60. Muestra de ARI sin tratar y tratada, Muestras tomadas en la salida de los skim tank, Pruebas Campo Cabiona



Fuente: Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013

Figura 61. Comportamiento de los flocs en muestras tomadas en los tanques después del proceso actual de tratamiento ARI, Pruebas Campo Cabiona



Fuente: Informe tratamiento ARI Campo Cabiona, 2013

Se aprecia que el lodo tiende a flotar, lo cual indica la conveniencia de un sistema DAF para la remoción de material suspendido<sup>33</sup>

**12.2.1.3 Pruebas de campo, análisis de cargas y aire.** Tecca, también presentó el análisis de cargas de los equipos que componen la unidad DAF a implementar. Tabla 14, de los equipos que componen una unidad de tratamiento integrado para el tratamiento de 25.000 BFPD, también presenta el análisis de consumo de aire requerido para el funcionamiento de los equipos. Tabla 15.



Una vez realizada la visita del oferente Tecca a Cabiona, donde realizó un seguimiento y análisis de los fluidos de los pozos y del proceso de tratamiento del efluente así como también de las instalaciones para ubicación de los equipos, se sugiere las siguientes recomendaciones:

- De acuerdo a los valores encontrados del total de cargas de los equipos que conforman la planta de tratamiento, se requiere un generador de mayor capacidad, debido a que el generador actual de 200 KVA que sostiene todas las cargas de la estación Cabiona está al límite con un 90% de su capacidad generadora, por otra parte se requiere de un generador de respaldo en caso de fallas en el generador principal.
- Se requiere retirar las facilidades actuales de tratamiento para poder ubicar la unidad, debido a que el espacio en la plataforma de operación es muy reducida; esta operación se puede realizar en sinergia cuando entre en funcionamiento la planta de tratamiento.

Tabla 13. Consumo de aire requerido por los equipos de una unidad DAF, Pruebas Campo Cabiona



---

<sup>33</sup> Tecca compañía operadora del agua, Informe técnico visita campo Cabiona, Pruebas de tratamiento de aguas de producción Cabiona. Campo Cabiona 2013. 18p.

	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO PARA CAMPO CABIONA- NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIANA		
HSEQ:	<b>CONSUMO DE AIRE</b>		Código: NGL- COL-
Versión:			Revisión:
Página:			Fecha: 7-10- 2013
<b>BLOQUE CABIONA</b>			
TAG	EQUIPO	CANTIDAD	CONSUMO DE AIRE
NP-001	Bomba traspaso floculante 1	1	12 scfm
NP-002	Bomba dosificación floculante 1	1	12 scfm
NP-003	Bomba traspaso floculante 2	1	12 scfm
NP-004	Bomba dosificación floculante 2	1	12 scfm
DAF-001	Celda de flotación	1	163,24 scfm
NP-005	Bomba lodos decantadores	1	30 scfm
NP-006	Bomba lodos decantadores	1	30 scfm
NP-007	Bomba lodos CPI/DAF	1	40 scfm
NP-008	Bomba lodos CPI/DAF	1	40 scfm
NP-009	Bomba traspaso floculante lodos (opcional)	1	12 scfm
NP-010	Bomba dosificación floculante lodos (opcional)	1	12 scfm
Válulas Neumáticas		20	12 scfm
<b>Consumo Total de Aire (+ 30%)</b>			<b>503,4 scfm</b>
<b>Presión requerida</b>			<b>80</b>

Fuente: Tecca, Informe técnico, Campo Cabiona, 2013

Tabla 14. Total consumo de cargas requerido por los equipos que conforman la unidad DAF, Pruebas, Campo Cabiona

		DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO PARA CAMPO CABIONA - NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIANA					
HSEQ:	<b>CUADRO DE CARGAS</b>					Código:	NGL-COL-INGB-STAP/CONV-CC-01
Versión:						Revisión:	
Página:						Fecha:	7-10-2013
<b>BLOQUE CABIONA</b>							
Ubicación / Uso	CANTIDAD	POTENCIA	VOLTAJE	MAGNITUD	Imotor	SUBTOTAL I	
BOMBA DE CRUDO CPI	1	5	480	HP	5,61	5,61	
BOMBA DE AGUA CPI	1	15	480	HP	16,84	16,84	
BOMBA DE RECIRCULACIÓN DAF	1	20	480	HP	22,46	22,46	
BOMBA DE AGUA DAF	1	40	480	HP	44,92	44,92	
BOMBAS DE RETROLAVADO	1	15	480	HP	16,84	16,84	
BOMBAS DE CAJA REBOSES	1	15	480	HP	16,84	16,84	
BOMBA DE AGUA DECANTADORES	1	1	480	HP	1,12	1,12	
BOMBA ALIMENTACIÓN DECANTADOR CENTRIFUGO	1	0,5	480	HP	0,56	0,56	
BOMBA DECANTADOR CENTRIFUGO	1	0,5	480	HP	0,56	0,56	
SOPLADOR FILTRO CÁSCARA DE NUEZ	1	1	480	HP	1,12	1,12	
RASPADORES DEL DAF	1	0,5	480	HP	0,56	0,56	
AGITADORES FLOCULANTE	1	0,5	480	HP	0,56	0,56	
BOMBAS DOSIFICADORAS	9	48	120	W	0,625	5,625	
SUMATORIA DE CORRIENTES						<b>133,615</b>	

Fuente: Tecca, Informe técnico, Campo Cabiona, 2013

### **12.2.2 Propuesta 2: disposición en pozo disposal Cabiona 8 A**

Se propone el método de reinyección de las aguas producidas para el Campo Cabiona en sinergia con algunos equipos existentes de la etapa primaria del tratamiento como los gunbarrel, los skim tank y las cajas de aceite o sumideros, e implementando como nueva tecnología una unidad DAF la cual garantice la calidad físico-química del efluente en pro de la operación del campo en beneficio de la compañía, de las comunidades y el medio ambiente.

New Granada Energy, ya ha implementado este sistema en sus campos Leona B1 y Dorotea, debido a que en esta área del Casanare los requerimientos ambientales son muy estrictos y porque la licencia ambiental no permite la disposición en zonas de aspersión o riego en vías. En el caso de la licencia para el bloque Cabiona permite este tipo de disposición, lo cual hace poco atractivo implementar la disposición en pozos disposal debido a los costos que esto generaría.

En la propuesta se presenta un esquema o layout. Figura 68, y se debe tener en cuenta que el sistema será un sistema cerrado para poder minimizar el oxígeno y bacterias que perjudiquen el acuífero y los equipos de tratamiento. Se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Los equipos catch tank saldrán gradualmente de operación.
- Los gunbarrel y los skim tank actuales en la operación al igual que las cajas de aceite o sumideros quedaran operando en línea con la unidad DAF.
- Unidad DAF, esta procesará el efluente, contará con todos los elementos necesarios para el tratamiento.
- Se implementará un sistema de deshidratación de los flocs removidos del tratamiento del efluente (lechos de secado o geocontenedores).
- Instalación de un set de química para la inyección de secuestrantes de oxígeno, antes de entrar a los tanques, el restante de químicos para obtener parámetros físicos y químicos se inyectaran en la unidad DAF.
- Instalación de tres tanques con capacidad de 500 bls cada uno, estos se ubicaran en el área de piscinas de enfriamiento, su finalidad será recibir el

agua ya tratada por la unidad DAF y posterior suministro a la unidad de bombeo de reinyección.

- Instalación de un set de filtros, estos se ubicaran en la salida de los tanques de agua hacia la succión de la unidad de bombeo horizontal.
- Bombas booster para el bombeo de agua desde los tanques de suministro de agua tratada hacia la UBH.
- Las piscinas de enfriamiento quedaran como equipos de respaldo para cuando se realice mantenimiento a los tanques del agua o cuando se realice mantenimiento a la unidad DAF, esta podrá recibir mediante by pass, el agua desde la unidad DAF o de los tanques de agua, también contara con una línea para poder enviar lodos o flocs al sistema de tratamiento de flocs.
- La zona de aspersion también quedará como sistema de respaldo.

#### **12.2.2.1 Breve reseña pozo Cabiona 8 A**

El pozo Cabiona 8 A, es un pozo que está ubicado dentro de la estación Cabiona y que fue perforado por la operadora Hupecol Operating. LLC en el año 2007, tal como lo muestra su estado mecánico. Figura 69. En su completamiento se implementó el método artificial BES con una bomba de capacidad de 2000 BFPD, en su periodo de producción la tasa llegó a ser de 1800 BFPD con una frecuencia de 70 Hz, su depletamiento fue muy prematuro, alcanzando un corte de agua de 97% de BS&W en menos de un año.

En el año 2009, se realizaron pruebas de inyección por el anular, con una unidad de bombeo de Halliburton, alcanzando valores de 900 psi en cabeza a una tasa de 10.000 BWPD y con relajación completa de la formación en 3 minutos con presión cero en cabeza de pozo. Durante esta prueba que duró 3 días, no se evidenció interferencias en los otros pozos del bloque (presiones, aumento de tasa de producción etc.).

#### **12.2.2.2 Ventajas:**

- Actualmente el pozo cuenta con su cabezal y con la tubería para poder reinyectar agua de producción.

- Se cuenta con información de perforación del pozo (Estado mecánico).
- El pozo se encuentra dentro de la estación, lo cual favorece el montaje de los equipos como la bomba UBH, (unidad de bombeo horizontal), líneas y operatividad de los equipos que conforman una estación de reinyección.
  
- Los costos de montaje e infraestructura son más bajos que si se montaran en la plataforma Cabiona E, donde está el pozo Cabiona 7 W, apagado desde 2013 por baja productividad y también candidato para pozo disposal.

#### **12.2.2.3 Desventajas.**

- Se debe tener en cuenta la integridad de la tubería, pues ya cuenta con varios años de perforado el pozo y podría presentarse colapso por el manejo de altas presiones.
  
- Manejo de altas presiones de operación, cerca del complejo de procesamiento, lo cual representa peligro inminente.

### **13. RECOMENDACIONES.**

- Se debe tener en cuenta la información exacta del pozo.
- Investigar sobre las características de la formación.
- Se necesita verificar la información del yacimiento para ver el valor de fractura.
- Tener en cuenta el licenciamiento ambiental para disposición en pozos.
- Se deben realizar pruebas extensas a diferentes tasas y presiones, pues no se tiene información.
- Se recomienda realizar prueba sonolog, para verificar niveles.

Figura 62. Esquema cerrado de procesamiento propuesto para implementar reinyección en pozo disposal Cabiona 8A

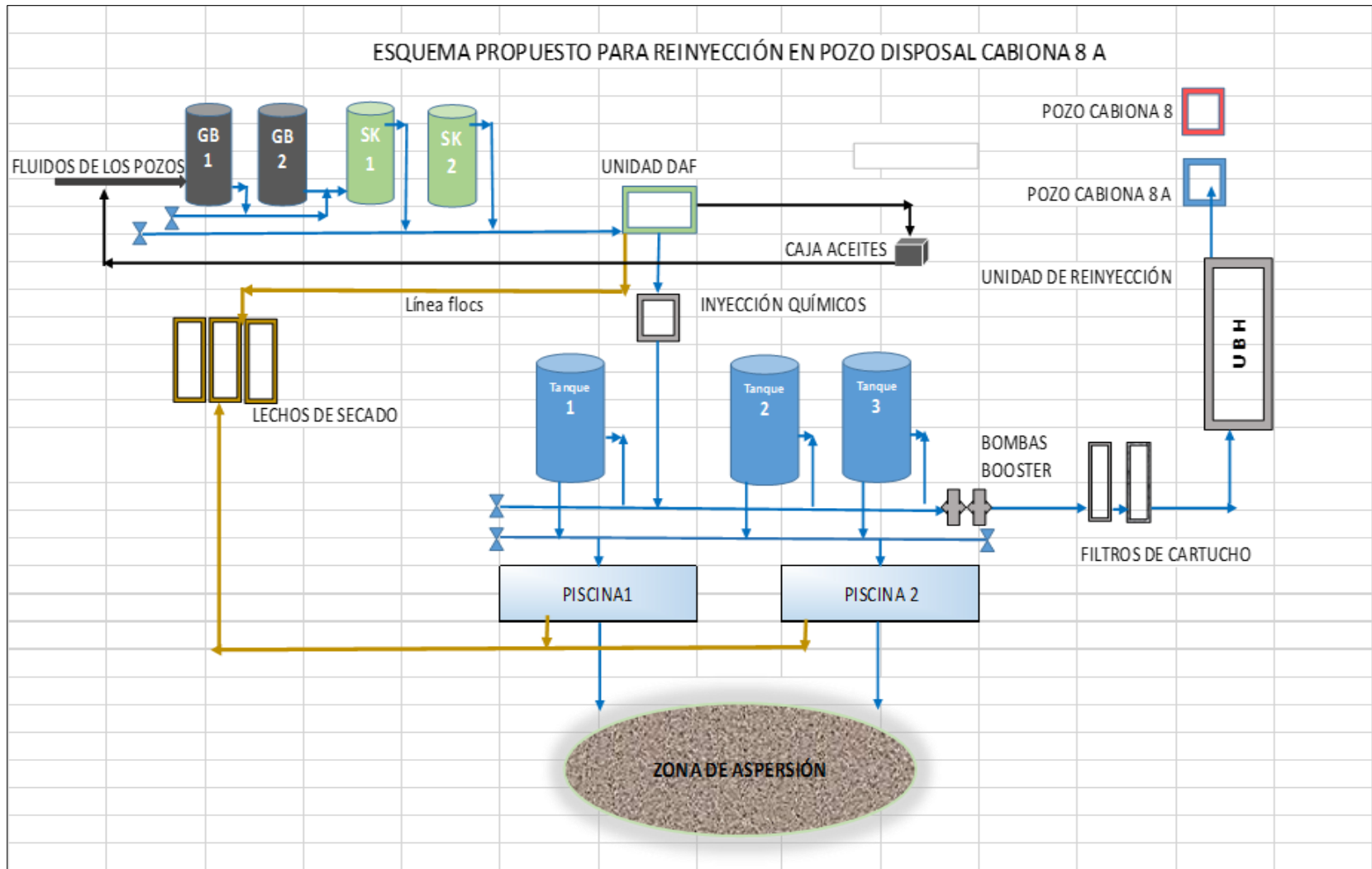
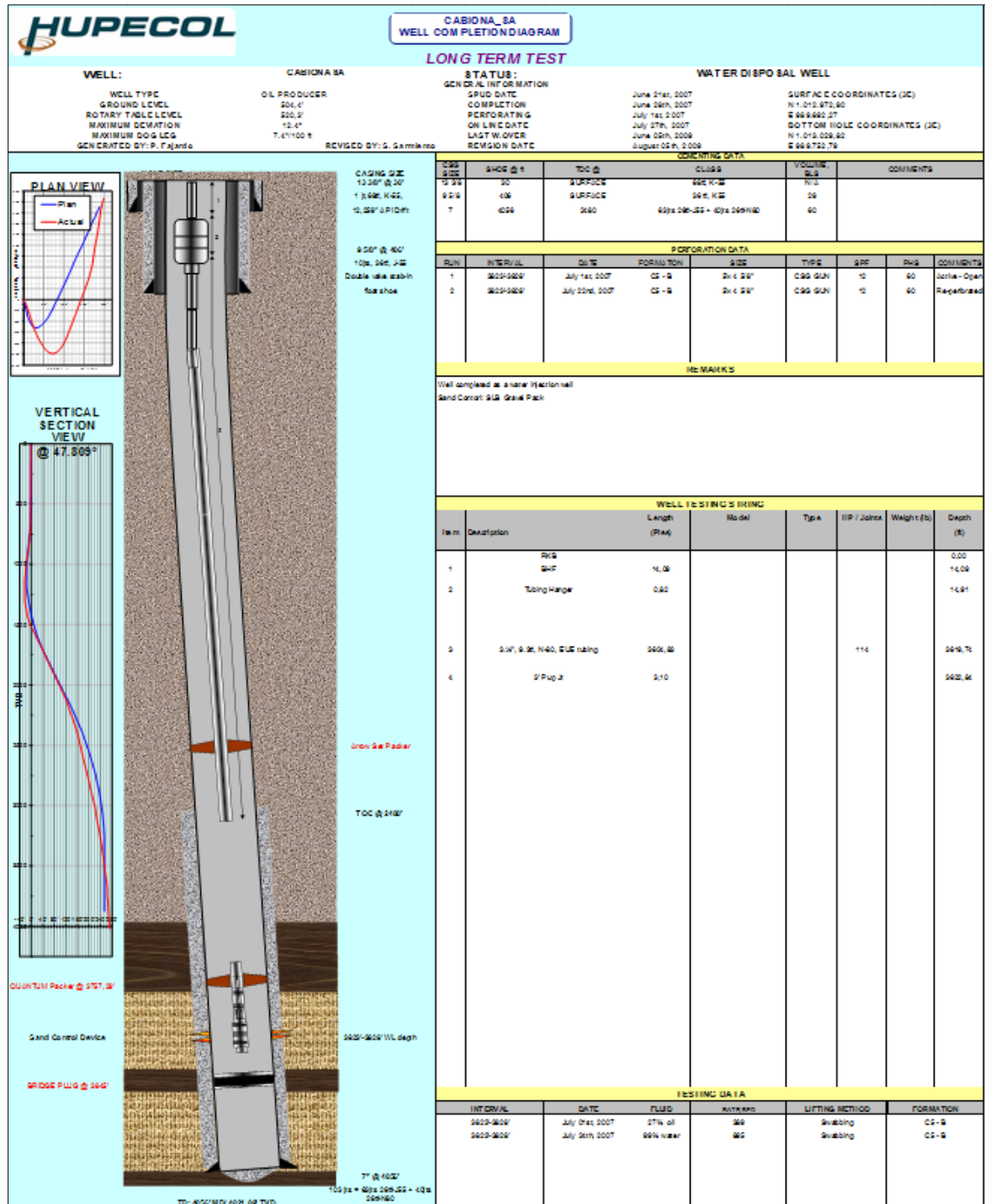


Figura 63. Estado mecánico pozo Cabiona 8 A



Fuente: Hupecol LLC, Reporte drilling, Bloque Cabiona, Perforación pozo Cabiona 8 A, 2007

## 14. CONCLUSIONES

La filosofía que generalmente tienen las compañías operadoras de explotación de hidrocarburos en Colombia, es de producir un yacimiento en una etapa inicial con equipos básicos convencionales; pero al pasar los años el agua asociada incrementa de manera sustancial y estos mismos equipos primarios continúan en la operación, lo cual sobrecarga los sistemas de proceso de crudo y agua, redundando en deficiencias principalmente en el tratamiento de aguas y por ende causando impactos negativos en el medio ambiente.

Este trabajo fue realizado con la finalidad de exponer de manera breve y práctica la problemática del tratamiento de aguas de producción y del método de vertimiento en campo Cabiona. De la literatura consultada y compilada en este trabajo y con las experiencias en campo, se encontraron varias opciones para dar solución al problema, por lo que se concluye lo siguiente:

- El proyecto Área de Desarrollo Cabiona no está en condiciones operativas para recibir los fluidos de nuevos pozos debido a las limitaciones de capacidad en su proceso de tratamiento y su método de vertimiento por aspersión.
- Por ser este un proyecto basado en experiencias en campo y con ingeniería conceptual, las propuestas de solución deben complementarse con el estudio de ingeniería de detalle con el fin de aplicar criterios técnicos y económicos para su viabilidad.
- Los equipos de separación primaria como separadores, gun barrel, skim tank, no alcanzan altas eficiencias de separación de los hidrocarburos de las aguas de producción, por lo que es necesario implementar otros equipos como unidades de flotación y un sistema de filtrado, apropiados para terminar de hacer la remoción del porcentaje de hidrocarburos dispersos y obtener una corriente de agua en condiciones físico-químicas para disposición.
- La implementación de tecnologías de tratamiento de aguas producidas en sinergia con equipos o plantas acorde a esa tecnología y teniendo en cuenta las características del yacimiento conforman un paquete que garantiza un menor impacto en el subsuelo y en general al medio ambiente.

- El tratamiento terciario y los equipos utilizados son necesarios para remover de las aguas producidas compuestos como sales, ácidos, para poder reinyectar al yacimiento.
- En la propuesta 1, donde se implementan nuevos equipos para el proceso del tratamiento del agua, se logra solucionar el problema de capacidad, pasando de 330 bls a 1210 bls, mejorando el tiempo de residencia para la floculación y clarificación y para una buena remoción de sólidos; pero aún no es suficiente para que el efluente esté en condiciones óptimas para disposición por reinyección.
- La propuesta de una unidad de flotación por aire disuelto DAF, está soportada en el estudio que realizó el oferente Tecca en el año 2013, garantiza un efluente de buena calidad con condiciones físico-químicas óptimas para poder dar paso a la segunda fase del proyecto, reinyección en pozo disposal Cabiona 8 A.
- La operadora New Granada Energy ya ha implementado esta tecnología en otros campos como Dorotea y Leona, por lo cual ya se tiene una experiencia previa en esta planta, en cuanto a su operatividad, mantenimiento, menor consumo de químicos, ahorro de energía, menor utilización de bombas de transferencia y recirculación, ocupación de menor espacio.
- La disposición del agua asociada a la producción debe ser acondicionada para fines de inyección tomando en cuenta las características físicas del yacimiento, como también ofrecer protección a los sistemas contra la corrosión, formación de depósitos y crecimiento microbiológico.
- Una de las ventajas que posee el campo Cabiona, es que no necesita perforar pozos para la reinyección, pues cuenta con pozos abandonados y pozos que se encuentran cerrados por baja productividad los cuales son una opción para la ejecución del proyecto.
- La búsqueda de alternativas para la solución del problema y las iniciativas que la compañía tome en el manejo adecuado de las aguas asociadas al petróleo, generan confianza en el entorno del área de influencia del campo, y en general de toda la sociedad

## BIBLIOGRAFÍA

ACCION ECOLOGICA 2002. Manuales de Monitoreo ambiental Comunitario. Manual 3. Indicadores Físico Químicos en ríos y aguas. Indicadores en salud de la actividad petrolera.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Monographs on Refinery Environmental Control, Management of Water Discharges. API 421.

ARNOLD, Kenn y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. Vol.1.

AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA. Resolución 0405 (30, Abril, 2014). "Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones". Bogotá DC: El ministerio, 2014. p.14 -18

CARRILLO PÉREZ, J. A. Diseño conceptual de una planta para el tratamiento y disposición final de aguas de producción, provenientes del campo Aguasay en el estado Monagas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Venezuela: Universidad Oriente núcleo de Monagas. Escuela de ingeniería de petróleos, 2010. 82p.

CASTRO CASTELL, Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2004. 110p.

ECOPETROL: Disposición de agua de producción mediante la re-inyección a pozos disposal. [En línea]. Colombia: Ecopetrol, 2014. [10-Mayo-2015]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=8RJznwk5dFM>

FÉRIS, L.A. GALLINA, S.C.W. RODRÍGUEZ, R.T. y RUBIO, Jorge. Optimizing Dissolved Air Flotation Design System, Abril 6, 2000

JARAMILLO INFANTE, Luis Medardo. Estudio para optimizar el sistema de reinyección de agua de formación de los pozos Nemoca y Sumino en el Campo

Yuralpa. Trabajo de grado. Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial, 2011. 199p.

MANCILLA, Robinson Andrés y Mesa, Henry Oswaldo. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. 2012. 202p.

MINISTERIO DE AGRICULTURA. Decreto 1594(26, Junio, 1984). Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 09 de 1979, así como el Capítulo II del Título VI - Parte III - Libro II y el Título III de la Parte III Libro I del Decreto 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos. Bogotá DC: El presidente de la república, 1984. 55p.

NOVARSA S.A: separadores de agua /aceite, línea OWS. [En línea]. Novarsa, 2014. [14-Marzo-2015]. Disponible en internet: <http://www.novarsa.com/esp/productos.php?id=2>

PEREZ, Martha Ilse y CALDERON, Zuly. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado de ingeniería. División de publicaciones UIS. Universidad Industrial de Santander. 2010. Bucaramanga 191p.

PRODUCED WATER ECOSERVICES, PWES: Cómo funciona la evaporación mecánica. [En línea]. PWES, 2014. [5-Marzo-2015]. Disponible en internet: <http://www.pwes-co.com/evaporacion.html>

SIEMENS WATER TECHNOLOGIES TO THE WORLD: Water Injection/Re-injection Treatment for Enhanced Oil Recovery. [En línea]. Siemens, 2002-2015. [16-Mayo-2015]. Disponible en internet: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/industries-utilities/oil-gas/products-systems-solutions/water-solutions/water-injection.htm>

Subsurface Salt Water Injection and Disposal, Volume 3, 2nd Edition, API. Dallas, Texas.

TECCA, compañía operadora del agua, Informe técnico visita campo Cabiona, Pruebas de tratamiento de aguas de producción Cabiona. Campo Cabiona 2013. 18p.

T. G. Carmen. Monitoreo de la calidad del agua. Puerto Rico: Colegio de ciencias agrícolas. 2011. 5p.

VIANA, Javier, Disposición y tratamiento del agua producida: Guía Arpel número 1. [En línea]. Uruguay: Arpel, 2005. [03-Mayo-2015]. Disponible en internet: <http://www.arpel.org> y [alconslt@nucleus.com](mailto:alconslt@nucleus.com)

VWS VENEZUELA: Descubra nuestras tecnologías. [En línea]. Venezuela: VWS, 2014. [15- Mayo-2015]. Disponible en internet: <http://veoliawaterst.com.ve/es/googlemap/>

WEMCO .Folleto publicitario “Celda de Flotación”, Documento en Acrobat Reader